La concurrence dans l'industrie pétrolière canadienne

Introduction, conclusions et recommandations

Commission sur
les pratiques
restrictives
du commerce

Canada

Le Rapport intégral de la Commission sur les pratiques restrictives du commerce sur l'état de la concurrence dans l'industrie pétrolière canadienne comprend plus de 700 pages. Ce volume renferme les chapitres d'introduction et les conclusions et les recommandations de ce Rapport.

© Ministre des Approvisionnements et Services Canada 1986

En vente au Canada par l'entremise de nos

agents libraires agréés
et autres librairies

ou par la poste auprès du:

Centre d'édition du gouvernement du Canada
Approvisionnements et Services Canada
Ottawa, (Canada) K1A 0S9

N° de catalogue RG 53-1986/58-3F
ISBN 0-660-91748-3

au Canada: $4.25
à l'étranger: $5.10

Prix sujet à changement sans préavis

Photographie de la couverture : SSC-Photocentre-ASC. Photo Features Ltd.,
© Joseph Brignolo, Don Klumpp/The Image Bank.
Conceptrice graphique : Miriam Bloom

le 16 mai 1986

Monsieur le ministre,

Vous trouverez ci-jointes les versions française et anglaise du Rapport de la Commission sur les pratiques restrictives du commerce intitulé *La concurrence dans l'industrie pétrolière canadienne*.

Ce Rapport a été rédigé au terme d'une enquête en vertu de l'article 47 de la *Loi relative aux enquêtes sur les coalitions* au sujet de l'exploration pétrolière, ainsi que de l'importation, la production, l'achat, la fabrication, l'entreposage, le transport, la distribution, l'échange, la vente et l'approvisionnement de brut, de pétrole, de produits raffinés et de produits connexes.

Le Rapport s'accompagne d'une version abrégée qui renferme les chapitres d'introduction ainsi que les conclusions et recommandations. Un troisième volume contient la plupart des annexes.

Les commissaires ont cherché à exécuter leur mandat dans le cadre de l'enquête sur l'industrie pétrolière et, aussi, ont tenu compte de la pertinence de leur évaluation et de leurs recommandations à l'égard du projet de loi C-91, la nouvelle loi sur la concurrence dont le Parlement a été saisi.

Je vous prie d'agréer, Monsieur le ministre, l'expression de mes sentiments distingués.

O.G. Stoner

Président

Table des matières

		Page
Préface		1
I	**Le contexte, le mandat et les buts de l'enquête**	3
	1. Une enquête . . . pour quoi faire?	3
	2. La conduite et la procédure des audiences	9
	3. Le mandat et les buts	11
II	**Un aperçu de l'industrie**	17
	1. Introduction	17
	2. Les étapes de la production et de la distribution	19
	3. La situation géographique et les tendances de l'industrie	21
	(a) La production et les réserves de brut	21
	(b) Les pipelines	22
	(c) Le raffinage	23
	(d) La consommation: les prix et les produits	24
	(e) La distribution: l'essence et le mazout	27
	4. Les dimensions internationales	30
	5. La politique de l'État	31
III	**Un résumé des inquiétudes et des points de vue**	37
	1. Les inquiétudes du grand public	37
	2. Les regroupements de consommateurs	38
	3. Le Directeur des enquêtes et recherches	39
	(a) L'approvisionnement en brut	39
	(b) Le secteur du raffinage	41
	(c) Le secteur de la commercialisation	42
	4. Les indépendants	44
	5. La National Automative Trades Association	47
	6. L'Association des distributeurs d'essence du Québec	49

7. Les points de vue des gouvernements 50
8. Les réactions des sociétés pétrolières intégrées 51
9. Des événements plus récents 54
10. Un aperçu de ce qui suit 55

IV Conclusions et recommandations 57

1. Introduction 57
2. Les conclusions portant sur les allégations et les questions à caractère historique 57
3. Les conclusions relative aux années postérieures à 1973 62
4. Recommandations 71

Carte Les canalisations principales et les raffineries à la fin de ce volume

Note: La table des matières du Rapport intégral apparaît en annexe à ce volume.

Préface

Si le projet de loi C-91 est adopté dans sa forme actuelle, le présent Rapport sera le dernier que la Commission sur les pratiques restrictives du commerce aura été appelée à rédiger en vertu d'une enquête sous l'article 47. Bien que la Commission ait eu, par les années passées, l'occasion de se pencher sur certaines industries de très grande envergure, nulle ne possédait la complexité, la volatilité, la taille et l'influence de l'industrie pétrolière. Sauf pour Petro-Canada, les *Majors* canadiennes sont toutes des filiales de sociétés qui exercent leur action à l'échelle mondiale et sont essentiellement des entités supranationales. La croissance et le succès de ces très grandes entreprises commerciales, joints à des opportunités parallèles pour les petites entreprises ou celles qui sont indépendantes, contribuent incalculablement au bien-être économique du Canada. Cependant, comme pour toute autre chose, il doit y avoir des contrôles pour assurer un équilibre entre le bien privé et les besoins publics. Dans ce cas, les contrôles sont les politiques nationales. Ce Rapport traite d'un de ces mécanismes de contrôle soit une politique efficace relative à la concurrence.

Accompagnée de contraintes pour tous ceux qui y ont pris part, l'enquête a été commencée par le Directeur en 1973 pour ensuite se continuer avec les procédures instituées devant la Commission en 1981. Les cinq dernières années ont été exhaustives et épuisantes pour les commissaires et encore plus pour les participants. Ainsi, deux seulement des quatre commissaires qui faisaient partie de l'enquête à l'origine sont encore présents aujourd'hui pour mettre le point final au Rapport et le signer. Nous sommes certains que des retraites, des fusions et même des forces majeures peuvent avoir occasionné des pertes comparables chez les sociétés pétrolières et chez les autres participants.

Quoiqu'il ne soit plus membre de la Commission depuis le mois de mai 1984, M. R. S. MacLellan a néanmoins su, en assistant à toutes ses audiences, lui apporter une aide précieuse et un encouragement moral. Il a pris connaissance des conclusions contenues dans le Rapport et partage les idées que celui-ci met de l'avant.

Les commissaires ont pu bénéficier d'un personnel restreint mais efficace y compris un directeur exécutif et un conseiller juridique. Nous remercions ces personnes de leur aide et de leur persévérance spécialement le petit

groupe qui a demeuré jusqu'à la fin. Sans leur présence, notre tâche n'en aurait été que plus accablante. Toutefois, les opinions exprimées dans le Rapport sont celles des commissaires. Ceux-ci ont pleinement adhéré à toutes les conclusions et recommandations, hormis celles qui ont trait au caractère prétendument excessif des prix pratiqués avant 1973.

Les commissaires souhaitent exprimer leur appréciation à chacun des témoins et des organisations dont les noms figurent à l'annexe B et qui, sans tenir compte de l'effort, du désagrément ou de la dépense que cette participation entraînait pour eux, ont patiemment expliqué à la Commission les multiples aspects de cette industrie fort complexe, de même que les divers événements bien particuliers qui se sont produits. Les preuves recueillies ont été fournies par de petites ou de grandes entreprises, des organismes gouvernementaux et des associations de consommateurs. Les commissaires ont examiné chacune de ces preuves de près et, dans la quasi totalité des cas, les ont trouvées utiles, même s'il ne leur a pas été possible d'en faire longuement état dans le Rapport.

Les derniers mois de l'enquête ont été marqués par des événements qui, par leurs incidences sur l'industrie canadienne et la politique gouvernementale, ont provoqué une vive réaction des milieux politiques et du public. Les commissaires se sont efforcés d'en tenir compte, notamment de la demande faite par le ministre de la Consommation et des Corporations, en janvier 1986, dans le cadre de son mandat.

Les commissaires, tout en présentant au Ministre leurs évaluations et recommandations ayant trait aux pratiques de l'industrie pétrolière, ont relié celles-ci, lorsque le contexte s'y prêtait, au projet de loi C-91, la nouvelle loi sur la concurrence dont le Parlement est actuellement saisi en espérant que celles-ci seront utiles au Ministre et au Parlement lorsque ceux-ci se penchent sur les questions de plus en plus importantes pour tous les Canadiens.

Le Rapport paraît en trois volumes: une version abrégée, formée des chapitres introductifs et des conclusions et recommandations; un deuxième volume renfermant le texte intégral du Rapport; et un troisième volume renfermant toutes les annexes.

La Commission apprécie la patience dont ont fait montre tous ceux qui attendent la parution du Rapport et elle espère que son modeste apport aidera les gouvernements, le public et, peut-être même, l'industrie pétrolière elle-même.

I

Le contexte, le mandat et les buts de l'enquête

1. Une enquête . . . pour quoi faire?

La plupart des Canadiens ne prennent pleinement conscience de l'existence d'une industrie du pétrole qu'au moment où ils achètent de l'essence pour leur voiture. Après le temps qu'il fait, et peut-être après les impôts, peu de sujets suscitent autant de commentaires dans le public que le prix de l'essence. Il semble à de nombreux consommateurs que le prix de l'essence est établi sur des marchés insuffisamment concurrentiels. Comment expliquer autrement la parité presque parfaite des prix à la pompe dans toutes les stations-service d'une région donnée? Comment expliquer autrement le bel ensemble avec lequel les prix enregistrent une hausse et, parfois, une baisse?

Malgré son caractère hautement ostensible, l'industrie pétrolière continue de s'entourer d'un certain mystère et beaucoup ne laissent pas de la considérer avec méfiance ou scepticisme. Les gens se questionnent sur la relation entre les prix de l'essence au détail et les prix du brut. Les consommateurs canadiens paient-ils leur essence plus cher que leurs homologues d'outre-frontière aux États-Unis? Pourquoi les prix à la pompe seraient-ils de 0,10 $ à 0,15 $ le litre plus élevés dans certaines provinces et municipalités que dans d'autres situées à peu de distance?

Ceux qui posent toutes ces questions posent, par la même occasion et peut-être à leur insu, une question plus fondamentale encore, à savoir jusqu'à quel point la concurrence s'exerce-t-elle dans l'industrie pétrolière canadienne.

Au Canada, le principal instrument législatif fédéral servant à protéger l'intérêt public contre les comportements anticoncurrentiels est la *Loi relative aux enquêtes sur les coalitions*, «loi relative à la tenue d'enquêtes sur les coalitions, monopoles, trusts et fusions».

La *Loi relative aux enquêtes sur les coalitions* institue deux agents distincts pour son application: le Directeur des enquêtes et recherches et la Commission sur les pratiques restrictives du commerce. Comme son titre l'indique, le Directeur est un enquêteur ou «policier». Il mène des enquêtes en privé et, en raison de son évaluation de la preuve et des faits qu'il a réunis, il peut recommander ou amorcer des procédures d'exécution ou d'autres procédures en vertu de la Loi. Les gens confondent souvent le rôle du Directeur et celui de la Commission. Durant cette enquête, les médias ont souvent fait état de faits rendus publics par le Directeur comme s'il s'agissait d'un rapport de la Commission. Celle-ci est entièrement distincte du Directeur. La Commission fait office d'organisme indépendant chargé d'examiner les faits, ou de tribunal; à certains égards, elle s'apparente à une cour de justice. Elle assume, entre autres responsabilités, celle de faire rapport de ses appréciations et recommandations au Ministre, et elle a le pouvoir, dans certains types de procédures (ce que la présente n'était point) d'émettre des ordonnances exécutoires concernant certaines formes de distribution. Dans l'exercice de ses charges, la Commission peut — et c'est ce qu'elle a fait dans la présente cause — recevoir des témoignages publics de la part de toutes les personnes intéressées.

La Loi distingue le mandat et les pouvoirs du Directeur du mandat et des pouvoirs de la Commission. Les articles de la Loi en vertu desquels la présente enquête a été menée prévoient pertinemment ce qui suit:

> 47. (1)*a*) Le *directeur* peut, de sa propre initiative (. . .) procéder à une enquête sur *l'existence et l'effet de conditions ou pratiques* qui se rapportent à quelque produit pouvant faire l'objet d'un négoce ou d'un commerce, et qui se *rattachent à des situations de monopole ou à la restriction du commerce* (. . .).
>
> 47. (2) Il est du devoir de la *Commission* d'examiner toute preuve ou matière qui lui est soumise en vertu du paragraphe (1), ainsi que la preuve ou matière nouvelle qu'elle estime opportun d'étudier, et d'en faire rapport par écrit au Ministre, et, pour les fins de la présente loi, tout semblable rapport est réputé un rapport prévu par l'article 19.
>
> 19. (2) Le rapport (. . .) doit passer la preuve et la matière en revue, estimer l'effet, sur l'*intérêt public*, des arrangements et pratiques révélés par la preuve et contenir des recommandations sur l'application des recours prévus par la présente loi ou d'autres recours.
>
> [Italiques de la Commission]

La Loi prévoit également que six personnes adultes résidant au Canada qui sont d'avis qu'une personne (ou une société) a violé ou transgressé la *Loi relative aux enquêtes sur les coalitions* ou a commis ou est en train de commettre une activité qui peut être remédiée sous la Loi peuvent demander

au Directeur de mener une enquête sur le sujet de la plainte. C'est justement une «plainte de six citoyens» qui a conduit à l'enquête qui fait l'objet du présent Rapport.

En février 1973, des personnes représentant l'Association des consommateurs du Canada ont demandé que le Directeur enquête pour savoir si les augmentations du prix de l'essence et du mazout imposées un mois plus tôt par un certain nombre de sociétés pétrolières canadiennes, résultaient d'une conspiration, et pour établir, d'une façon plus générale, si oui ou non l'intégration verticale avait contribué à maintenir à un niveau trop élevé les prix de l'essence et du mazout.

Le Directeur a réagi à cette démarche en déclenchant une enquête à titre privé et confidentiel. Au départ, il ne pouvait pas savoir quelles procédures, le cas échéant, pourraient lui sembler les plus appropriées à la conclusion de son enquête. Aux termes de la Loi, il pouvait: 1) interrompre l'enquête; 2) soumettre la preuve à l'examen de la Commission ou, directement au procureur général pour savoir s'il convenait d'intenter des poursuites en vertu du Code criminel ou de recourir à une autre sorte d'action; 3) en référer à la Commission pour qu'elle émette des ordonnances interdisant à des personnes ou à des sociétés bien définies d'adopter certains comportements; 4) porter la preuve et les faits à la connaissance de la Commission en vertu des dispositions de l'article 47 de la *Loi relative aux enquêtes sur les coalitions*. Il a choisi cette dernière solution.

Par après, le Directeur a fait savoir qu'au cours de son enquête, exerçant les pouvoirs que la Loi lui confère en cette matière, il avait fait saisir un grand nombre de documents dans les locaux de plusieurs sociétés pétrolières en 1973, 1974 et 1978. En 1975, il avait entendu plusieurs témoins assermentés, et en 1976, il avait exigé et avait obtenu des rapports écrits de la part de plus de 90 sociétés de pétrole et de pipelines. Il avait eu, en outre, des entrevues avec des concessionnaires d'essence et de mazout. D'autres informations avaient été puisées à diverses sources publiques. A la suite de ces mesures d'enquête, le Directeur a rédigé un «Exposé de la preuve et de la matière» ou «Livre vert», composé de sept volumes.

Le 27 février 1981, le Directeur présentait son Livre vert à la Commission, conformément à l'article 47 de la Loi. Ce livre vert, intitulé *État de la concurrence dans l'industrie pétrolière au Canada* contenait presque 1 400 pages de texte. Ses affirmations reposaient sur quelque 100 volumes de documents saisis et d'autres éléments de preuve. Elles avaient trait à l'enquête du Directeur au sujet de «l'exploration pétrolière, ainsi que de l'importation, la production, l'achat, la fabrication, l'entreposage, le

transport, la distribution, l'échange, la vente et l'approvisionnement de brut, de pétrole, de produits pétroliers raffinés et de produits connexes».

La Commission est tenue par la Loi d'étudier la preuve et la matière reçues du Directeur, avec toute preuve ou matière nouvelle qu'elle juge opportune, et de faire rapport de son appréciation et de ses recommandations au ministre de la Consommation et des Corporations. Il importe de bien connaître la nature d'une enquête menée en vertu de l'article 47. Bien que beaucoup de faits et d'arguments se rapportent souvent à la conduite d'une société ou aux interventions de l'État en cause et à leurs conséquences respectives, une enquête menée en vertu de l'article 47 est essentiellement un examen des mécanismes du ou des marchés impliqués. Il ne s'agit pas d'un procès, non plus que d'une attribution de droits. Aucune ordonnance exécutoire n'est émise à l'encontre des intérêts de quiconque. Le rapport de la Commission a un caractère consultatif. Les décisions quant aux mesures à prendre, le cas échéant, relèvent du Ministre, du gouvernement et des agents chargés de l'exécution de la loi, et non de la Commission.

Le Livre vert, tel qu'il a été présenté à la Commission en 1981 (et aussi d'après divers communiqués de presse envoyés aux médias par le Directeur peu après la publication de l'ouvrage), n'était rien de plus que la déclaration du Directeur à propos de ce qu'il croyait, en se fondant sur les faits dont il disposait à l'époque, pouvoir «démontrer» lors de procédures ultérieures. A l'époque où le Livre vert a été présenté à la Commission, ce document avait encore un caractère confidentiel. Personne n'avait eu encore l'occasion de contester son interprétation ni son analyse des faits. Le Livre vert pourrait être assimilé à une déclaration du procureur ou à celle d'un requérant.

Comme le laisse entendre la longueur du titre officiel de la matière traitée par le Directeur, le Livre vert a examiné un large éventail d'activités industrielles, y compris la fourniture de brut étranger et indigène aux raffineurs canadiens, le transport par bateau et par pipeline du brut aux raffineries, le raffinage au Canada et la distribution des produits raffinés, notamment l'essence, aux utilisateurs finals au Canada. Dans les termes les plus généraux, le Directeur a conclu, compte tenu de l'étude qu'il avait faite en privé et de la matière dont il disposait, à l'existence de conditions et de pratiques, dans chaque secteur de l'industrie, qui n'étaient pas souhaitables en raison de leur nature monopolistique et restrictive; il a aussi conclu que le fait que les mêmes grandes sociétés «dominaient» dans chacun des secteurs facilitait et amplifiait l'effet de ces pratiques indésirables.

Quoique le Livre vert et les comptes rendus des médias à la suite de sa publication aient insisté sur la conduite d'un certain nombre de sociétés pétrolières au Canada, il a également fait état de l'examen, par le Directeur,

de certaines politiques d'État qui, à son avis, avaient affaibli la concurrence dans l'industrie.

Même si le Livre vert traitait presque exclusivement de faits et de circonstances survenus de 1958 à 1973, le Directeur a signalé dans le Livre vert, en 1981, que «se fondant sur sa connaissance de l'industrie pétrolière à ce jour, le Directeur est en mesure d'affirmer que les grandes questions qui se posaient déjà lorsque l'enquête sur l'industrie pétrolière a été instituée en 1973 conservent aujourd'hui encore toute leur importance». Le Directeur a fait à la Commission douze recommandations qu'à son avis il est nécessaire d'observer pour traiter «les pratiques et conditions monopolistiques entravant le commerce découvertes au cours de l'enquête».

Comme on l'a dit, l'enquête du Directeur a été menée confidentiellement et le Livre vert avait un caractère confidentiel quand il a été présenté à la Commission. Cependant, le contenu du Livre vert et en particulier l'établissement des prix du pétrole entraînent, à juste titre, des sujets du plus vif intérêt pour le public, mais aussi des sujets de préoccupation. Une foule de personnes, dont les grandes sociétés pétrolières, objet des critiques contenues dans le Livre vert, ne sont pas les moindres, avaient intérêt à connaître l'étude du Directeur et ses recommandations. Compte tenu du grand intérêt porté au fonctionnement de l'industrie pétrolière et des grandes questions soulevées dans le Livre vert concernant la politique en matière à la fois d'énergie et de concurrence, le président de la Commission a ordonné, conformément à l'article 27 de la Loi, que celle-ci entende les témoignages et reçoive les commentaires ainsi que les suggestions en public. Aux yeux de la Commission et de son président, il était impérieux que les sociétés pétrolières et tous les autres intéressés, y compris les organismes des gouvernements fédéral et provinciaux, aient toute la latitude voulue pour exposer les faits et faire des commentaires relatifs au travail du Directeur et, ce qui importait peut-être davantage, à l'élaboration actuelle et future de la politique d'État concernant les événements après 1973 dans les secteurs aval et amont de l'industrie pétrolière et auxquels le Livre vert ne s'était pas attardé.

La publicité qui a entouré la parution du Livre vert n'a pas permis à la population canadienne d'en bien comprendre la nature ou la teneur. D'emblée, en effet, les médias se sont empressés de proclamer que pendant une longue période les consommateurs canadiens avaient été «dupés» (terme que le Directeur n'a pas utilisé dans l'exposé de sa preuve) par les grandes sociétés pétrolières implantées au pays. L'allégation du Livre vert voulant que les consommateurs canadiens aient versé quelque douze milliards de dollars en trop à l'industrie pétrolière, et que cette «majoration excessive des prix» se poursuive, a immédiatement provoqué un tollé général au Parlement et ailleurs. Les sociétés pétrolières ont réagi sur-le-champ à ces attaques en

organisant leurs propres campagnes de publicité afin de nier tout comportement illégal ou immoral de leur part. Divers groupements d'intérêts ont donné au Livre vert et aux divers rapports de presse l'interprétation qui les avantageait.

Le caractère excessif et adverse de certaines des critiques et conclusions formulées par le Directeur et les moyens qu'il a mis en oeuvre pour les rendre publiques ont conféré un caractère antagonique à l'ensemble des audiences de la Commission.

En général, lorsqu'elle mène une enquête en vertu de l'article 47, la Commission s'intéresse uniquement à des questions qui ont un intérêt actuel ou futur et elle n'a recours aux faits et documents historiques que dans la mesure où ceux-ci peuvent l'aider à comprendre le présent. Dans ce cas-ci, toutefois, le Directeur a formulé à l'endroit de certaines sociétés pétrolières et, dans une moindre mesure, de certaines politiques gouvernementales des critiques très graves qui avaient trait à des incidents politiques et pratiques des années 1960 et 1970; ces critiques ont été faites, à l'occasion, sur un ton qui a enflammé l'opinion publique lors de la parution du Livre vert. L'impartialité exigeait que la Commission accorde à ceux qui avaient été l'objet des critiques la possibilité de répliquer, et à ceux qui désiraient appuyer la position du Directeur, l'occasion de s'exprimer. La Commission estimait de surcroît, qu'elle devait au public de rendre une décision sur ce que la preuve révélait au sujet des critiques, une fois toutes les réactions entendues. Cette obligation morale a alourdi considérablement la tâche dont la Commission aurait normalement dû s'acquitter, les dossiers à compulser étant fort volumineux. Elle ne pouvait cependant s'y soustraire puisque la réputation de sociétés qui continuent de faire affaire avec le public était en jeu. C'est pourquoi le Livre vert a pris une importance plus grande que les exposés de la preuve qui ont été soumis à la Commission dans le cadre de ses enquêtes antérieures en vertu de l'article 47.

Il y a eu, au cours des ans, diverses enquêtes qui, sous une forme ou une autre, ont porté sur certains aspects de l'industrie pétrolière au Canada. Quelques-unes ont été menées par des organismes provinciaux, d'autres par des organismes fédéraux; d'autres encore, portant sur des points très précis, ont été conduites par la Commission elle-même. Cette dernière a tiré parti de tous les rapports rédigés à la suite de ces enquêtes, mais sans qu'il y ait eu double emploi. Cependant, aucune de ces études antérieures n'a eu la portée de la présente enquête, ni provoqué un intérêt aussi général compte tenu du fait indéniable qu'en 1971, l'essence se vendait environ 0,11 $ le litre, alors qu'en 1985, elle se vendait 0,50 $ le litre. Aujourd'hui, l'intérêt des députés, du public et des médias se tourne vers la baisse des prix mondiaux du brut et vers la relation entre ces prix et les prix au détail des produits pétroliers.

2. La conduite et la procédure des audiences

Pour bien traiter le sujet vaste et complexe de l'enquête et obtenir de tous les intéressés une participation efficace, la Commission a pris des mesures pour que ceux-ci aient une occasion réelle et équitable de répondre au Livre vert ou d'y ajouter d'autres points ou éléments de preuve. Elle a également compris l'importance de bien définir les enjeux en cause et de gérer efficacement les audiences. Premièrement, à la suite d'une conférence préparatoire générale tenue en juillet 1981, la Commission a adopté des règles de pratique et de procédure dont l'une des dispositions prévoyait que l'essentiel de tous les témoignages serait communiqué à l'avance, par écrit, à toutes les personnes désirant en être informées préalablement en vue de préparer leur contre-témoignage ou de présenter d'autres éléments de preuve. Deuxièmement, après avoir entendu les exposés préliminaires, la Commission a, de décembre 1981 à février 1982, tenu des audiences dans diverses villes du Canada afin de faciliter la participation de groupes locaux souhaitant être entendus et de circonscrire la portée et l'urgence des problèmes existant, le cas échéant, dans une région donnée du pays, quant à tout aspect du déroulement de l'industrie pétrolière canadienne. Comme c'est généralement le cas, ces audiences de la Commission ont été annoncées à l'avance par les journaux et d'autres organes d'information.

Les plaintes formulées au cours des audiences régionales tenues au début de l'enquête ont donné aux commissaires un premier aperçu de la façon dont leur rôle était perçu par la base. Les audiences initiales auxquelles ont témoigné les détaillants d'essence et de mazout et les représentants de leurs associations, ont donné à l'enquête le ton fortement antagonique qui allait marquer ses échanges et ont laissé deviner les profonds courants émotionnels qui se manifesteraient tout au long de celle-ci. Certaines des questions soulevées au cours des audiences régionales, bien que ne relevant pas du mandat de la Commission, ont néanmoins servi à lui communiquer une foule de renseignements sur le mode de fonctionnement de l'industrie pétrolière. Les consommateurs ont également eu l'occasion de faire connaître leurs vues. Naturellement, leurs ressources et leurs informations étaient limitées par rapport à celles des autres participants.

Enfin, si l'on a pu prendre le pouls de la nation, opération toujours malaisée, cela n'a servi qu'à diagnostiquer que celle-ci n'est qu'un regroupement artificiel de plusieurs groupes aux intérêts très divergents. Il n'y avait là rien de neuf, et la Commission a puisé à d'autres sources pour aborder le reste de l'enquête et, en particulier, pour rédiger son Rapport.

A son retour à Ottawa, la Commission a, par souci d'efficacité et d'économie, organisé ses audiences, dans la mesure du possible, de manière à

aborder son sujet en fonction des trois phases suivantes: la situation internationale, le raffinage et la commercialisation. Au cours de chaque phase, elle entendait d'abord le témoignage du Directeur, puis ceux d'autres personnes ne représentant pas les sociétés de raffinage et, enfin, ceux des sociétés de raffinage qui connaissaient alors très bien les diverses critiques formulées à leur endroit et étaient ainsi mieux en mesure d'y répondre. Lorsqu'elle jugeait que le témoignage de certaines personnes qui n'avaient pas comparu aurait pu être utile, la Commission prenait elle-même les dispositions nécessaires pour que celles-ci viennent témoigner.

Les preuves soumises au cours d'enquêtes publiques ont tendance à avoir une portée assez vaste. Bien que ce soit au Directeur qu'il incombe de préparer la «matière» devant être présentée à la Commission, il arrive souvent que des groupes d'intérêt et des particuliers qui n'ont pas témoigné à la demande du Directeur désirent aussi être entendus. Une enquête déjà vaste et complexe a tendance à le devenir davantage lorsqu'au nombre de ses participants il faut compter le public, y compris des professionnels de l'industrie en cause souhaitant communiquer une plainte ou faire part d'un point de vue à la Commission. Comme dans le cas des autres témoignages, il était souvent difficile de décider à l'avance si ces interventions simplifieraient le règlement des questions essentielles.

La Commission a tenu des audiences pendant plus de 200 jours et a entendu plus de 200 témoins (la transcription de la procédure compte plus de 50 000 pages). Elle a en outre reçu environ 1 800 pièces qui, pour bon nombre, étaient des documents longs et complexes, et dont l'une était constituée d'une centaine de volumes de documents cités par le Directeur dans le Livre vert.

Bien que la Commission ait exercé, lorsque nécessaire, son pouvoir d'émettre des citations à comparaître au cours de l'enquête, elle a généralement bénéficié tout au long de celle-ci de la pleine collaboration des sociétés pétrolières, des organismes fédéraux et provinciaux, bref de la plupart de ceux qui ont comparu devant elle ou à qui elle a demandé de l'aide. Chaque grande société pétrolière a présenté un témoignage complet et détaillé par l'entremise de cadres supérieurs et de collaborateurs expérimentés qui, tous, se sont soumis aux longs interrogatoires du Directeur, de la Commission et d'autres personnes. Les représentants des sociétés pétrolières et bien des témoins se sont aussi, dans une grande mesure, empressés de répondre, par écrit, à d'autres questions et demandes de renseignements de la Commission.

Les enquêtes en vertu de l'article 47 ont toujours été publiques. Cependant, sur demande, certains témoignages considérés comme confiden-

tiels ont de temps à autre été entendus à huis clos. Ces témoignages ont été rendus publics dans la mesure où le permettait la recherche d'un équilibre entre l'intérêt pour le public de savoir les faits et le dommage possible causé aux parties et à la concurrence. Quant aux rapports, ils ont toujours été, comme celui-ci, publiés en entier. Des mesures ont été prises pour respecter le plus possible le caractère confidentiel des renseignements de nature commerciale, sauf si la divulgation de ces renseignements était nécessaire pour les besoins essentiels du Rapport.

Le public a pu assister à la plupart des audiences. Il est arrivé à quelques reprises que la Commission permette à certains témoins de s'abstenir de communiquer à leurs concurrents ou à d'autres des stratégies ou politiques commerciales qu'ils jugeaient confidentielles. Lorsqu'elle a entendu à huis clos les témoignages concernant ces points particuliers, dans les cas où elle a jugé que cette manière de procéder répondait le mieux au besoin d'efficacité et d'impartialité de la procédure, il a d'abord été convenu que les commissaires étudieraient ensuite la preuve ainsi présentée et, après que l'occasion de soumettre d'autres exposés aurait été donnée aux intéressés, qu'ils en diffuseraient les éléments soulevant des aspects d'intérêt public ou des questions de concurrence précises, afin que tous les participants soient informés et puissent présenter leur point de vue. Ainsi, un énoncé descriptif général de la partie de la preuve restée confidentielle a été diffusé dans une forme acceptable pour la Commission, le Directeur et les personnes directement concernées.

Après audition de tous les témoignages sur des questions précises, la Commission a reçu sur ces mêmes questions les argumentations écrites du Directeur, d'autres personnes qui avaient des critiques à formuler à l'endroit des raffineurs et, au bout du compte, des raffineurs eux-mêmes. Ces exposés écrits étaient longs et détaillés et ils ont été très utiles à la Commission.

3. Le mandat et les buts

Le mandat de la Commission est énoncé dans la *Loi relative aux enquêtes sur les coalitions* et, plus particulièrement en ce qui concerne la présente enquête, à l'article 47.

Aux termes de l'article 47 les délibérations de la Commission portent sur «l'existence et l'effet de conditions ou pratiques qui se rapportent à quelque produit pouvant faire l'objet d'un négoce ou d'un commerce et qui se rattachent à des situations de monopole ou à la restriction du commerce».

Une lecture même cursive du libellé de l'article 47 et de l'article 19(2) de cette disposition permet de constater que le mandat de la Commission est

défini en termes très généraux. On laisse à la Commission le soin d'interpréter ces termes et de les définir plus précisément. La Commission estime qu'elle a certaines tâches essentielles à accomplir. La première consiste à établir s'il existe effectivement une situation de monopole ou une restriction du commerce. Dans l'affirmative, elle doit en deuxième lieu établir si la situation ou la restriction a un effet appréciable sur le marché. En dernier lieu, il lui faut décider si elle doit recommander l'application de mesures appropriées prévues éventuellement par la politique en vigueur ou la modification de celle-ci en vue d'éliminer ou de réduire le problème, ou de compenser ses effets de quelque autre façon.

A ces exigences s'ajoute la prescription selon laquelle la Commission doit «estimer l'effet sur l'intérêt public» des arrangements ou pratiques en cause. L'idée que la Commission se fait de l'intérêt public doit s'inspirer du contexte créé par la Loi. Cela dit, elle ne peut faire fi des autres questions d'intérêt public ou des autres objectifs des politiques de l'État, ni les traiter à la légère. Bref, dans l'exécution de son mandat, la Commission ne doit pas perdre de vue que les décideurs doivent souvent composer avec des politiques dont les objectifs sont en conflit et qu'ils doivent transiger pour en arriver à un équilibre.

Pour ce qui est de la première des trois exigences susmentionnées, il est souvent difficile de déterminer s'il existe une situation de monopole ou une restriction du commerce. L'affaire est rarement d'une très grande netteté et laisse habituellement beaucoup de place au jugement. A titre d'illustration, la pratique des ventes en consignation[1], examinée plus loin dans le présent Rapport, peut être vue comme un mécanisme par lequel les sociétés pétrolières subventionnent leurs concessionnaires quand les prix à la pompe chutent en deçà des niveaux habituels, pendant une guerre des prix par exemple. Par ailleurs, cette même pratique pourrait être considérée comme un moyen par lequel les sociétés pétrolières acquièrent le droit de fixer les prix au détail à leurs propres fins. On peut tout aussi bien estimer que la pratique a ce double effet. La Commission doit donc décider si elle peut tirer des généralisations quant à l'effet net de la pratique ou établir si elle n'est nuisible que dans certaines conditions particulières du marché et, le cas échéant, si ces conditions peuvent être facilement caractérisées.

Dans une enquête menée en vertu de l'article 47, la deuxième exigence consiste à établir dans quelle mesure la condition ou la pratique en cause

1. La vente en consignation désigne la situation dans laquelle le raffineur, au moyen de contrats d'agence, demeure propriétaire du carburant, tandis que ses concessionnaires reçoivent, à titre d'agents, des commissions unitaires.

perturbe la concurrence. Il est peu probable que des événements isolés, qui ne se reproduiront vraisemblablement pas, ou ceux dont les effets sont négligeables appellent des mesures correctives. Le principe directeur de la Loi, qui est d'empêcher la réduction sensible de la concurrence, de même que la présence dans le texte de qualificatifs comme «indûment» et «considérable», suggèrent, du point de vue de l'intérêt public, qu'il y ait non-intervention sauf dans les cas où les agissements de ceux qui exercent des activités commerciales ont des effets négatifs appréciables sur la concurrence. La seule exception éventuelle à cette règle serait la pratique qui, de l'avis de la Commission, ne présente aucun élément bénéfique du point de vue de l'intérêt public.

Pour satisfaire à l'une ou l'autre des exigences susmentionnées, ou aux deux, la Commission doit conclure que la condition ou la pratique en cause crée, augmente ou consolide un *pouvoir commercial*, soit le pouvoir de limiter l'approvisionnement et de contrôler ainsi les prix. Un tel contrôle existe potentiellement quand les fournisseurs sont peu nombreux et peuvent facilement s'entendre sur les prix, quand les acheteurs sont nombreux et ne disposent pas d'un pouvoir de négociation ou de renseignements suffisants, quand l'approvisionnement ne peut facilement être augmenté par le recours à l'importation, quand des produits de remplacement n'existent pas et quand l'expansion des petits concurrents ou l'implantation de nouvelles entreprises est difficile. Voilà les critères qui ont servi à caractériser les conditions du marché en regard desquels les pratiques visées par l'enquête ont été examinées.

Il a déjà été dit par Churchill que les faits sont comme des papillons — la dernière personne qui arrive à les discerner en plein vol possède une connaissance avantageuse quant à leur couleur et à leur forme. S'il est vrai que les facteurs qui sous-tendent un pouvoir commercial se définissent aisément, il existe par contre des différences d'opinions marquées quant à leur importance relative. De plus, il est souvent difficile d'évaluer les effets concrets de ces facteurs et il vaut mieux, pour ce faire, les considérer dans leur contexte historique et dynamique plutôt qu'à un moment précis. En règle générale, pour ce qui est de la constitution d'un pouvoir commercial, l'importance accordée au nombre de grands concurrents sur un marché varie considérablement dans les ouvrages ou revues juridiques et économiques depuis de nombreuses années. Cela est également vrai des facteurs qui constituent un obstacle à l'implantation de nouveaux concurrents. Sans négliger l'évolution des notions légales et économiques et des études empiriques portant sur les variables qui constituent des facteurs clés dans l'établissement, le maintien ou la consolidation d'un pouvoir commercial, c'est malgré tout sur les faits établis que la Commission doit fonder ses jugements afin d'être pragmatique.

Le pouvoir commercial est l'avers de la médaille. Il est en effet généralement reconnu que certaines pratiques peuvent entraîner une emprise accrue sur l'approvisionnement et les prix aussi bien que des gains sur le plan de l'efficacité. C'est là un facteur à prendre en considération dans l'évaluation du caractère éventuellement monopolistique d'un comportement ou d'une situation. Il faut également en tenir compte lorsqu'on décide s'il y a lieu de recommander des mesures correctives. La Commission doit établir dans quel domaine les effets se font sentir le plus: sur le pouvoir commercial ou sur la réduction des coûts. Les conditions d'approvisionnement dans le secteur du raffinage — caractérisé par de grandes installations dont les frais fixes sont élevés — soulèvent précisément des questions de ce genre où il faut trancher entre le pouvoir commercial et l'efficacité économique. A partir de quel point peut-on affirmer qu'il est dans l'intérêt public que le nombre de concurrents sur le marché soit plus grand ou qu'ils soient moins nombreux mais dotés d'installations de raffinage plus grandes et plus efficaces? Dans quelle mesure l'intérêt de réduire le risque et le coût des immobilisations de grande envergure que nécessitent les raffineries justifie-t-il les accords d'approvisionnement à long terme qui ont tendance à fermer ces marchés aux concurrents existants ou éventuels? De façon générale, dans quelle mesure l'industrie s'adapte-t-elle aux forces du changement et quelles restrictions de cette capacité d'adaptation pourraient se justifier du point de vue de l'intérêt public? Il s'agit là de questions de jugement qui ne peuvent malheureusement se réduire à de simples calculs quantitatifs et à des comparaisons de rentabilité. La réponse doit se fonder sur des renseignements qui sont rarement exempts de toute ambiguïté et qui admettent parfois des différences de vues plausibles.

Cette façon d'évaluer les situations ou les comportements particuliers laisse dans l'ombre certaines particularités que la présente enquête partage avec bon nombre des enquêtes qui l'ont précédée. Les pratiques en question ne peuvent être examinées en vase clos; elles doivent l'être en fonction d'autres pratiques, de l'environnement que suscitent de nombreuses politiques d'État et du jeu des forces du marché international. Au moment de formuler conclusions et recommandations, la Commission s'est longuement penchée sur les politiques d'État afin de déterminer si elles constituaient des entraves au bon fonctionnement des marchés.

Il importe d'ajouter que le rôle de la Commission ne consiste pas à protéger les concurrents particuliers, mais bien de protéger et de favoriser la concurrence. Par conséquent, elle n'a pas à secourir ni à protéger les particuliers, groupes ou sociétés qui éprouvent des difficultés face aux tactiques concurrentielles admissibles de leurs concurrents sur le marché. Il ne faut donc pas que le lecteur s'attende que le présent Rapport recommande d'accorder une protection ou un traitement spécial à certaines parties aux prises avec une concurrence légitime.

Le terme *concurrence* peut évoquer chez diverses personnes des choses bien différentes et, à moins de l'utiliser avec précision, on risque de gêner la communication et d'obscurcir l'analyse. L'expression *concurrence par les prix*, prise dans le sens où elle fait intervenir l'intérêt public, désigne un *processus* par lequel les prix sont établis. L'action des commerces rivaux fixe la limite supérieure des prix qu'une entreprise peut demander pour ses produits. De plus, cette action par les commerces rivaux incite sans cesse cette entreprise à faire baisser ses coûts de façon à pouvoir, en pratiquant les prix les plus forts que supportera le marché, réaliser des profits suffisants pour attirer des investisseurs. Cette condition du marché exige que chacun tente continuellement d'attirer la clientèle de ses concurrents grâce à des prix avantageux ou d'autres moyens, ce qui, conséquemment, exige un nombre raisonnable de concurrents. Dans les marchés concurrentiels, les prix demandés par les divers concurrents tendent inévitablement vers un même niveau, car tous les moyens de réduction des coûts auront été adoptés par tous les concurrents (survivants).

Toutefois, cela ne signifie nullement qu'on puisse affirmer, lorsque les prix des diverses entreprises sur un marché donné sont à peu près les mêmes, que ceux-ci sont nécessairement des «prix concurrentiels». Pourtant, tout au long de l'enquête, de nombreux témoins ont utilisé le mot «concurrence» dans ce sens superficiel. Cette notion restreinte, caractéristique des personnes satisfaites de leur part «assurée» du marché, signifie seulement que l'entreprise se contente de fixer ses prix de façon à ne pas perdre sa clientèle au profit de ses concurrents. Ce concept de la «concurrence», qui supprime complètement ou presque l'impératif de la performance, est caractéristique de l'immobilité de ceux qui ne souhaitent que maintenir leur rente de situation et suppose un pouvoir et une capacité de fixer les prix sans subir, dans la mesure où le dicte l'intérêt public, les pressions de la concurrence. Les pressions à la baisse que les prix devraient normalement exercer sur les coûts sont absentes ou à tout le moins insuffisantes.

La concurrence signifie donc le bon fonctionnement des marchés, marchés qui favorisent et qui imposent la rivalité entre les concurrents pour la clientèle des consommateurs. Le bon fonctionnement des marchés permet également l'expansion des petits concurrents qui se montrent à la hauteur de la tâche et l'implantation de nouveaux concurrents et de nouvelles façons de faire. Le progrès technique et les nouvelles technologies sont les grands leviers de la concurrence dans l'industrie. Ils sont les moyens de destruction créatrice qui éliminent le monopole et l'inefficacité, et privilégient la pénétration de nouveaux concurrents et l'efficacité économique.

De plus, prise dans son sens propre, la «concurrence» n'admet pas l'idée de prix «équitables». Les entreprises n'ont pas plus droit à des prix «équitables»

qu'à des profits «satisfaisants». Si elles sont relativement novatrices ou si elles réduisent suffisamment leurs coûts d'exploitation, il existera entre les prix maximums que supportera le marché et leurs propres coûts une marge leur permettant, à bon droit, de réaliser des profits appréciables, même très intéressants. Elles pourront jouir de ces prix et ces profits aussi longtemps que d'autres entreprises, ayant pénétré sur le marché et montré une performance équivalente ou meilleure, n'auront pas, par leur concurrence, fait baisser les profits. Les entreprises qui, à la longue, ne sont pas à la hauteur de la situation quittent l'industrie. Les consommateurs ne leur doivent aucunement une sinécure. Voilà la fonction essentielle des prix et des profits et la façon dont ils répartissent les ressources dans l'économie de marché. Il va sans dire que cette fonction dépend de l'élimination des obstacles à l'entrée injustifiés.

Dans le même ordre d'idées, les consommateurs n'ont pas non plus droit à des prix «équitables», mais seulement à des prix déterminés par le processus de la concurrence. Il est manifeste que cette règle avantage les consommateurs.

Mentionnons, en dernier lieu, qu'il faut s'attendre qu'une enquête, et à plus forte raison une enquête publique, soit l'occasion pour plusieurs de soulever des questions et de présenter des doléances dont bon nombre concernent peu, sinon pas du tout, l'état de la concurrence et ne ressortissent donc pas du mandat de la Commission. Celle-ci, par exemple, n'a pas pour rôle de régler les différends découlant d'un contrat entre acheteur et vendeur, ni les différends particuliers entre propriétaire et locataire. Au chapitre III, la Commission mentionne les quelques questions et recommandations, parmi plusieurs exprimées au cours de l'enquête, qui, à son avis, ne sont pas de son ressort.

Les commissaires ont cru qu'il serait utile, avant de passer à d'autres sections du Rapport et à ses conclusions et recommandations, de donner au lecteur un aperçu vulgarisé de l'industrie pétrolière canadienne et ensuite de résumer les inquiétudes et points de vue des intervenants.

II

Un aperçu de l'industrie

1. Introduction

Le présent aperçu vise à familiariser le lecteur «profane» avec le contexte dans lequel s'inscrivent les questions étudiées dans le Rapport de la Commission soit l'industrie pétrolière canadienne. On y décrit les étapes de la production et de la distribution au sein de l'industrie, en les situant sur le plan géographique, les rapports entre l'industrie canadienne et l'industrie internationale, et l'évolution des politiques d'État canadiennes, dont bon nombre ont été adoptées et modifiées en réaction aux pressions internationales. Tout au long de cette description, les auteurs du Rapport s'efforcent de mettre en lumière les grandes tendances de l'industrie. Dans le corps du Rapport, on trouvera des données plus précises sur l'industrie, sur son marché et sur les diverses sociétés pétrolières. Ce chapitre constitue en quelque sorte la toile de fond sur laquelle se détachent ces nombreux éléments.

L'industrie pétrolière canadienne comprend la recherche de pétrole et d'autres hydrocarbures, la production, le transport et le raffinage du brut ainsi que la commercialisation au Canada des produits pétroliers raffinés comme l'essence, le carburant diesel et le mazout. Chacun de ces secteurs possède ses caractéristiques propres, qu'il s'agisse des modes de production et de distribution, de l'utilisation finale du produit ou des forces du marché qui influent sur la distribution. Sous le rapport de leur utilisation finale, les produits pétroliers sont principalement utilisés sous la forme d'énergie pour les transports, la production d'électricité et le fonctionnement des machines industrielles, de même que pour le chauffage domestique et industriel et pour la fabrication de produits pétrochimiques, d'huiles de graissage et d'asphalte.

Les produits pétroliers sont des ressources relativement homogènes. En effet, la plupart des consommateurs ne se soucient pas de la marque d'essence qu'ils achètent pour leur voiture ni de celle du mazout qui sert à chauffer leur maison. C'est pourquoi les raffineurs ont pu distribuer de l'essence et du mazout de leur marque tout en puisant dans les mêmes réservoirs les produits qu'ils fournissaient à des raffineurs concurrents en vertu d'accords d'échange, de même qu'à des distributeurs qui les revendaient alors sous leur propre

marque. De l'essence c'est de l'essence, quelle qu'en soit la marque. Cet aspect méconnu de la question est examiné en détail au chapitre XIII.

Certains secteurs de l'industrie pétrolière canadienne sont fortement concentrés puisqu'un petit nombre de sociétés accapare une large part du marché. La plupart des grandes sociétés sont aussi verticalement intégrées, ces sociétés exerçant leur activité dans plus d'un secteur de l'industrie, que ce soit l'exploration ou la recherche de nouvelles sources de pétrole brut ou la distribution des produits raffinés. Le niveau de concentration varie toutefois d'un secteur à l'autre. C'est dans le secteur des canalisations principales et du raffinage qu'il est le plus élevé. Les pouvoirs publics s'inquiètent de ce que cette intégration verticale et cette concentration élevée, dont l'existence est attribuable du moins en partie à des raisons d'efficacité de production et de distribution, puissent aboutir à une puissance commerciale qui pourrait nuire aux consommateurs et à l'ensemble de la société.

De nombreuses sociétés font partie de l'industrie à titre de producteurs, de raffineurs et de distributeurs de brut. Les plus grandes et les plus connues d'entre elles sont les onze raffineurs[1] dont la majorité appartient, en tout ou en majeure partie, à des étrangers. Voici la liste de ces raffineurs:

Société	Actionnaire étranger
Chevron Canada Limited	Chevron Corporation
Consumers' Co-operative Refineries Limited	
Husky Oil Operations Ltd	
Cie Pétrolière Impériale Ltée	Exxon Corporation
Irving Oil Limited	Chevron Corporation
Petro-Canada	
Shell Canada Limited	Le groupe Royal Dutch Shell
Suncor Inc.	Sun Company, Inc.
Texaco Canada Inc.	Texaco Inc.
Turbo Resources Limited	
Ultramar Canada Inc.	Ultramar PLC

1. Petrosar Limited, propriété du gouvernement fédéral, fait la production de produits pétrochimiques à sa raffinerie située à Sarnia en Ontario. Cette société produit un peu d'essence et de mazout, sous-produits de la production pétrochimique.

Ces onze sociétés sont intégrées en aval au stade de la commercialisation et nombre d'entre elles sont également intégrées en amont aux étapes de l'exploration et de la production du brut. Certaines sociétés de moins grande envergure sont aussi actives dans les secteurs de l'industrie liés à la production et à la commercialisation-distribution du pétrole brut.

Les réseaux de canalisations principales, qui transportent le brut canadien vers l'est et vers l'ouest à partir de l'Alberta, sont respectivement la propriété de l'Interprovincial Pipe Line Limited et de la Trans Mountain Pipe Line Company Ltd., qui toutes deux appartiennent en partie à quelques grands raffineurs.

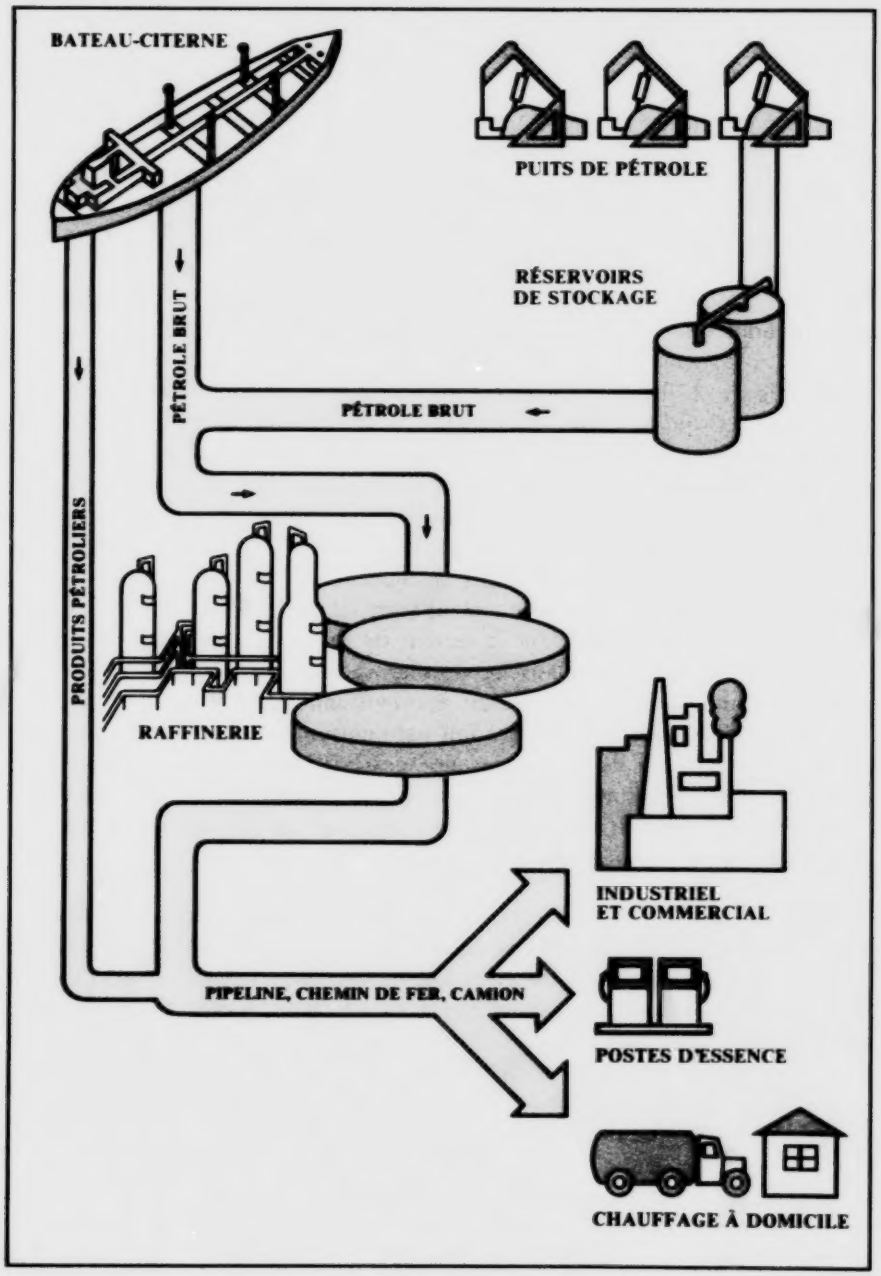
2. Les étapes de la production et de la distribution

La figure 1 illustre les divers secteurs de l'industrie qui vont de la production et du raffinage du pétrole brut à la commercialisation et à l'utilisation finale des produits pétroliers. Les installations de transport et de stockage relient les différents secteurs aux pipelines, navires, wagons-citernes et camions ainsi qu'aux terminaux qui s'y rattachent. L'exploration et la production du pétrole brut sont des activités d'«amont» tandis que le raffinage et la commercialisation des produits pétroliers sont des activités d'«aval». La structure économique de chaque secteur varie. Il y a plus de producteurs dans les activités d'«amont» que dans le secteur du raffinage en raison surtout des économies d'échelle qui, dans ce dernier secteur, restreignent le nombre d'usines ayant la taille qu'exige un approvisionnement efficace du marché canadien. La commercialisation se fait par l'entremise de nombreux points de vente de gros et de détail comme des postes d'essence et des sociétés de distribution de fuel domestique, mais un grand nombre de ces petites sociétés appartiennent aux raffineurs ou y sont liées par des franchises et d'autres accords d'approvisionnement.

Pour que l'exploitation d'un pipeline engendre des économies d'échelle, il faut aussi que seules quelques sociétés exercent cette activité au Canada et que la concentration des entreprises soit très poussée. C'est là le seul moyen d'avoir des services de transport efficaces. On peut comparer la structure globale de l'industrie à un sablier: le brut provenant d'un grand nombre de producteurs passe par les quelques sociétés propriétaires de canalisations principales et de raffineries pour parvenir aux nombreuses sociétés distributrices de produits pétroliers.

Les secteurs amont que sont la production du brut et les pipelines sont liés en partie aux besoins de l'industrie nationale, en partie à ceux des marchés d'exportation aux États-Unis.

FIGURE II-1.
Les étapes de la production et de la distribution



Les activités «amont» et «aval» traitent des liquides qui doivent être contenus à partir du moment où ils quittent leur lieu de stockage souterrain (puits ou gisement de pétrole) jusqu'à ce que, sous la forme d'un produit fini, ils parviennent aux installations de stockage de l'utilisateur final (réservoirs d'essence des voitures, camions, navires, aéronefs et trains ou cuves de mazout des maisons individuelles, des immeubles à bureaux et des usines par exemple). De toute évidence, la quantité de liquide que le réseau peut véhiculer à un moment donné est limitée, et on ne peut augmenter la capacité de celui-ci en un tournemain.

Pour avoir une utilisation optimale de la capacité dans le système en entier et réduire les coûts d'exploitation, il faut coordonner le mouvement du pétrole depuis la production du brut à la commercialisation du produit fini. Cette coordination se fait soit par des transactions d'achat et de vente entre sociétés indépendantes, soit par des décisions prises à l'intérieur des sociétés verticalement intégrées.

3. La situation géographique et les tendances de l'industrie

Les entreprises du secteur «amont» se trouvent principalement dans l'Ouest du Canada. En effet, au cours des dix dernières années l'Alberta a fourni environ 85 p. 100 de la production annuelle de pétrole brut du Canada. Ces derniers temps, l'exploration et la production dans l'Arctique et au large de la côte Atlantique du pays ont pris beaucoup d'importance. Les entreprises du secteur «aval», les raffineries, sont implantées ici et là au Canada.

(a) La production et les réserves de brut

Avant que la société Impériale ne découvre le gisement de Leduc (Alberta) en 1947, la production de brut au Canada était relativement petite et les raffineries s'approvisionnaient surtout en brut importé. Cependant, au cours des années 1960 et 1970, la production nationale de brut classique s'est rapidement accrue pour atteindre un sommet de 635 millions de barils en 1973, avant d'être ramenée à 465 millions de barils en 1984, recul de 27 p. 100 par rapport à la décennie précédente. La production additionnelle, qui est primordialement constituée de brut de synthèse (sables bitumineux), a atteint 50 millions de barils en 1984. La production totale a atteint 515 millions de barils (1,4 million de barils par jour) en 1984, soit une production moindre que la capacité prévue (1,5 million de barils par jour), ce qui indique une certaine capacité non utilisée.

Il est difficile de prévoir quelles seront approximativement les réserves de pétrole du Canada à cause de la variation des coûts et des prix, de l'évolution des politiques, de l'incertitude des futures découvertes et de la diversité des sources de brut. Aux réserves de brut classique et de synthèse s'ajoute le pétrole obtenu en tant que sous-produit du gaz naturel. De l'huile légère peut être obtenue en valorisant l'huile lourde, comme dans le cas des projets de récupération thermique à Lloydminster et à Cold Lake. L'exploration a aussi mené à la découverte de réserves dans des zones éloignées comme le gisement sous-marin d'Hibernia dans l'Est du Canada et les gisements dans la mer de Beaufort et dans les îles de l'Arctique.

L'Office national de l'énergie (ONE) prévoit que la capacité de production sera en 1995 très légèrement inférieure (1,4 million de b/j) à celle de 1984 (1,5 million de b/j). L'importance respective des différentes sources de brut évoluera parce que la production de brut de synthèse, la production en zones éloignées et la production de pétrole léger grâce à la valorisation de l'huile lourde sera beaucoup plus importante en 1995 qu'en 1983. Par conséquent le brut classique, qui représentait 83 p. 100 de la capacité de production en 1983, n'en représentera plus que 50 p. 100 en 1995, car ces réserves de brut diminuent même si l'on suppose qu'il y aura d'autres découvertes.[2]

(b) Les pipelines

En 1984, le réseau de pipelines du Canada était constitué d'environ 40 000 kilomètres de canalisations (principales, de collecte et de produits raffinés). Le réseau s'est surtout développé avant 1980. Tel que démontré par la carte située sur l'avers de la couverture à la fin de ce Rapport, les principaux pipelines de brut transportent le brut d'Alberta vers l'ouest jusqu'à Vancouver (Trans Mountain Pipe Line) et vers l'est jusqu'en Ontario et, plus récemment jusqu'au Québec (Interprovincial Pipe Line). Le brut extrait en mer est importé dans l'Est du pays par pétroliers et, depuis Portland (Maine) par pipeline jusqu'à Montréal. Il y a aussi des pipelines qui acheminent des produits raffinés comme le Trans-Northern Pipe Line reliant reliant Toronto, Montréal et Ottawa, deux pipelines reliant Sarnia et Toronto, et l'Alberta Products Pipe Line entre Edmonton et Calgary. Un pipeline d'Interprovincial auparavant utilisé pour transporter du brut transporte maintenant des produits raffinés. La conversion du pipeline

2. Toute déclaration concernant la période pendant laquelle le Canada disposera encore de pétrole exige des réserves. Ces questions sont traitées clairement dans le document du Conseil économique du Canada intitulé *Interconnexions — Une stratégie énergétique pour demain* (Ottawa, ministère des Approvisionnements et Services, 1985), pp. 27 à 36.

Interprovincial a permis de fermer certaines raffineries des Prairies et de ravitailler plusieurs de ces marchés par des produits raffinés venus d'Edmonton par pipeline. Une situation analogue pourrait surgir en Colombie-Britannique si les raffineries de Vancouver fermaient leurs portes et si les produits étaient ensuite livrés depuis Edmonton. A l'heure actuelle, le Trans Mountain Pipe Line transporte d'Edmonton à Kamloops des cargaisons composées d'un mélange de brut et de produits raffinés.

(c) Le raffinage

La carte apparaissant à la fin de ce volume indique l'emplacement des 25 raffineries en service au Canada en 1985, ainsi que de celles qui ont récemment fermé leurs portes[3]. Certaines raffineries sont situées près des zones d'approvisionnement en brut, celles de l'Alberta par exemple. D'autres dans la région de l'Atlantique et au Québec sont situées au bord de la mer et accessibles aux pétroliers. Un troisième groupe de raffineries principalement en Ontario et près de Vancouver est approvisionné en brut de l'Ouest du Canada par pipeline et est situé près des gros marchés pour les produits raffinés. Deux raffineries situées respectivement à Point Tupper en Nouvelle-Écosse et à Come-By-Chance à Terre-Neuve ont dû être mises en veilleuse à cause de la morosité du marché américain. Elles avaient été principalement construites en tant que plates-formes d'exportation traitant du brut importé et exportant de grandes quantités de mazout lourd aux États-Unis.

La capacité de raffinage de l'industrie pétrolière canadienne a augmenté dans une proportion de deux fois et demie de 1950 à 1960 et de nouveau dans la même proportion de 1960 à 1980 dû à une demande croissante pour des produits pétroliers. Cette croissance a été favorisée par une abondance accrue des fournitures de brut indigène, abondance en partie attribuable à la Politique pétrolière nationale du gouvernement fédéral. A cette période faste a succédé un affaiblissement de la demande et la fermeture de plusieurs raffineries ce qui a apporté une diminution de 13 p. 100 dans la capacité de raffinage avant 1984. Le nombre des raffineries, qui était passé de 31 en 1950 à 44 en 1960, est tombé à 25 en 1985. Dans l'ensemble toutefois, la taille moyenne des raffineries canadiennes a augmenté au fur et à mesure que les établissements les plus modestes disparaissaient et qu'on en construisait de plus gros.

3. Les deux raffineries d'asphalte, l'une appartenant à Petro-Canada et située à Moose Jaw et l'autre appartenant à Husky et située à Lloydminster ainsi que la raffinerie (principalement pétrochimique) de Petrosar ne sont pas comprises.

Au Canada, le taux moyen d'utilisation de la capacité de raffinage s'est élevé à plus de 85 p. 100 de 1950 à 1980. Dans les années 1980, ce taux a légèrement régressé puisqu'en moyenne il était de 75 p. 100 de 1982 à 1984. Le taux d'utilisation a continué de baisser malgré la fermeture de dix raffineries survenue depuis 1982, ce qui représente une capacité de raffinage de 375 000 barils/jour ou 18 p. 100 de l'ensemble de la capacité de raffinage disponible au Canada en 1982. La plus récente de ces fermetures de raffineries, celle de Gulf à Montréal en 1986, a suscité des inquiétudes: on s'est demandé si les fournitures de produits pétroliers, y compris celles de fuel domestique, n'allaient pas devenir insuffisantes dans la province de Québec. La Commission examine cette question de plus près au chapitre XIX. Il faut cependant noter que le Canada n'est pas le seul pays qui voit le nombre de ses raffineries diminuer. On estime, sur le plan international, à environ 33 p. 100 la perte de capacité de raffinage au cours des dernières années.

(d) La consommation: les prix et les produits

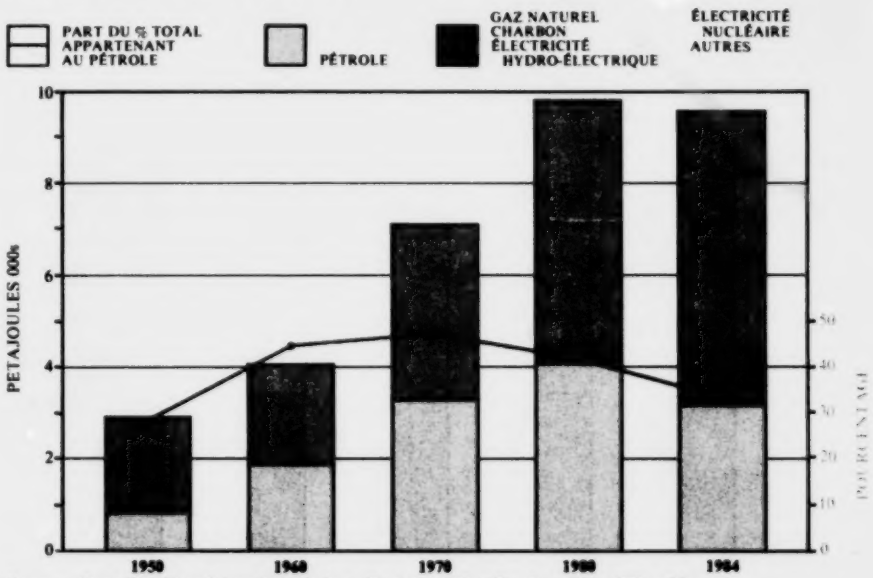
Tous les Canadiens consomment des produits pétroliers sous une forme ou une autre. Les habitudes de consommation ont cependant beaucoup évolué, au Canada et ailleurs, sous l'influence de la forte hausse des prix du brut survenue au cours des années 1970. Et comme ces fluctuations de prix risquent d'être persistantes, on peut s'attendre à voir la situation évoluer encore.

Au Canada, la consommation de pétrole a augmenté de 1950 à 1980. La flambée des prix du pétrole observée dans la décennie 1970 a toutefois permis à d'autres produits énergétiques de se substituer aux dérivés du pétrole. La récession économique de 1981 a, de surcroît, fortement comprimé la demande générale de pétrole brut.

La consommation énergétique totale a plus que triplé au Canada de 1950 à 1980; en 1983, elle avait cependant baissé d'environ 6 p. 100 et en 1984 elle demeurait encore inférieure à son sommet de 1980. La part que la consommation de pétrole représente dans la consommation énergétique totale se situait à 33 p. 100 en 1984, après avoir atteint un maximum de 48 p. 100 en 1965. En valeur absolue, la consommation de pétrole a culminé en 1979; en 1984, elle avait diminué de près du quart (voir la figure 2).

A la longue, l'évolution de la demande de produits pétroliers a transformé assez appréciablement la gamme des produits raffinés. Au cours des toutes dernières années, on a surtout vu l'importance relative de l'essence et du carburant diesel s'accroître au détriment de celle des fuels (voir la figure 3). Les mesures d'économie de l'énergie et le remplacement du pétrole par des

FIGURE II-2.
Consommation énergétique canadienne selon la forme d'énergie
Années choisies de 1950 à 1984



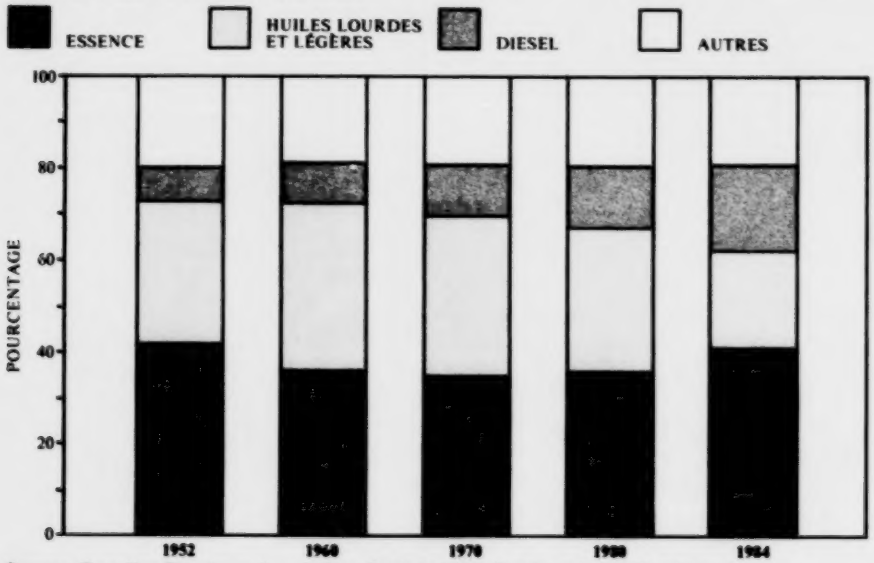
Source: Canadian Petroleum Association, *Statistical Handbook*, section VII, tableau 4.

produits non pétroliers, comme le gaz naturel, l'électricité et même le bois de chauffage, ont amené les raffineries à modifier l'éventail de leurs produits.

Jusqu'en 1950 les raffineries canadiennes étaient fortement tributaires des importations de brut. Cette situation a évolué par la suite, si bien qu'en 1984 le brut produit au Canada représentait 83 p. 100 des charges d'alimentation des raffineries canadiennes par rapport à 24 p. 100 en 1950 et 9 p. 100 en 1947. Dans le cadre de la Politique pétrolière nationale mise en vigueur en 1961, le brut de l'Ouest canadien a remplacé le brut d'importation dans la majeure partie de l'Ontario. A compter de ce moment, les importations de brut ont servi à alimenter seuls les marchés situés à l'est de la ligne de démarcation le long de la vallée de l'Outaouais. Le Canada a également exporté du pétrole brut, surtout aux États-Unis, ce qui lui a parfois valu d'être à divers moments un importateur net et un exportateur net de brut et de produits raffinés.

Il faut envisager le prix du brut produit au Canada sous deux aspects: en valeur absolue et par rapport aux prix du brut pratiqués sur le marché international. L'industrie canadienne a dû s'adapter à ces deux aspects. Avant la première moitié des années 1970, les prix du pétrole canadien dépassaient les prix internationaux. Les prix en vigueur sur le marché

FIGURE II-3.
Les volumes des produits pétroliers raffinés au Canada
Années choisies de 1952 à 1984



Source: Canadian Petroleum Association, *Statistical Handbook*, section VIII, tableau 7.

international se sont ensuite élevés à un rythme beaucoup plus rapide que les prix canadiens par suite des mesures prises par le cartel de l'OPEP et des contrôles mis en place par le gouvernement canadien. En 1980, le prix du pétrole canadien était de beaucoup inférieur au prix international. Au cours des années 1980, toutefois, les pouvoirs publics ont permis aux prix du pétrole canadien de se rapprocher des prix internationaux. Ces prix avaient atteint approximativement le même niveau en 1985, et les fluctuations de prix qu'on observe actuellement au Canada et à l'étranger s'appliquent à des prix analogues. Ce manque de synchronisme entre les conditions du marché canadien et celles du marché international est en partie attribuable aux interventions de l'État qui a tantôt protégé les producteurs canadiens contre les produits importés à plus bas prix, tantôt protégé les consommateurs canadiens contre des prix intérieurs plus élevés.

Si le consommateur canadien connaît un prix, c'est bien celui de l'essence au détail. Au Canada, le prix moyen à la pompe de l'essence régulière au plomb est passé de 0,11 $ par litre ($/l) en 1971 à 0,16 $/l en 1975, 0,26 $/l en 1980 et à environ 0,55 $/l en janvier 1986 et a donc plus que triplé au cours de la dernière décennie. Les prix de l'essence varient d'une province à l'autre. Ils ont tendance à atteindre leur niveau maximum à Terre-Neuve et à

être les plus bas en Alberta, cette différence provenant en partie des divergences qui existent entre les taxes à la consommation appliquées dans les diverses provinces.

(c) La distribution: l'essence et le mazout

De profondes transformations se sont également opérées dans les méthodes de distribution des produits pétroliers, tout particulièrement celle de l'essence. En raison de leur caractère structurel, certaines de ces transformations ont modifié la façon dont les détaillants vendent l'essence, de même que leurs rapports contractuels avec les raffineurs. Les devantures quasi identiques des stations-service masquent souvent des rapports contractuels fort différents. Enfin, l'évolution des voitures automobiles sous le rapport des réparations et de l'entretien a elle aussi profondément altéré le fonctionnement des stations-service.

L'importance du marché de détail de l'essence saute aux yeux lorsqu'on constate qu'en 1984 les ventes d'essence ont représenté 42 p. 100 des ventes de produits pétroliers réalisées par les raffineurs. La plus grande partie de cette essence a été distribuée par les postes d'essence au détail (84 p. 100), tandis que le reste était réparti entre les divers consommateurs commerciaux et collectifs des secteurs de l'agriculture, du transport commercial et du gouvernement.

En 1980, le Canada comptait environ 24 000 points de vente d'essence au détail, ce qui représente une diminution d'un tiers par rapport à 36 000 en 1970. Les quatre grands raffineurs-fournisseurs[4] (Impériale, Shell, Gulf et Texaco) étaient propriétaires de 59 p. 100 de ces débits en 1980, alors qu'ils en exploitaient 64 p. 100 en 1970. Cette diminution du nombre des points de vente, jointe à l'augmentation des besoins, a fait plus que doubler le volume moyen annuel des ventes d'essence réalisé par chaque débouché et l'a amené à passer de 600 000 litres en 1970 à 1,3 million de litres en 1980.

Les points de vente au détail peuvent arborer l'enseigne d'un raffineur national, d'un raffineur régional ou d'un indépendant[5] (il peut alors s'agir d'une grande surface). L'acquisition de trois raffineurs régionaux depuis

4. Le mot *Major* est parfois utilisé dans le Rapport pour désigner tous les raffineurs-fournisseurs afin de les différencier des fournisseurs non-intégrés ou des indépendants. A l'occasion, le mot *Major* est utilisé pour désigner uniquement les grandes sociétés d'envergure nationale alors que les autres raffineurs-fournisseurs sont appelés «raffineurs régionaux».

5. Le mot «indépendant» est utilisé dans ce Rapport pour désigner un fournisseur non-intégré faisant la mise en marché sous sa propre marque de commerce.

1979 a permis à Petro-Canada de se joindre aux quatre autres grandes sociétés pétrolières, soit Impériale, Shell, Gulf et Texaco. La vente des installations «aval» de Gulf situées à l'ouest du Québec à Petro-Canada et à Ultramar, fin 1985, a ramené à quatre le nombre des sociétés intégrées d'envergure nationale.

Au cours des vingt dernières années, divers changements ont transformé l'aspect du marché de détail de l'essence. Ce sont l'introduction des marques secondaires par la majorité des raffineurs-fournisseurs, l'augmentation du nombre des débouchés directement exploités par les raffineurs, l'apparition des libres-services, la réduction des écarts entre les différents prix de vente de l'essence pratiqués par les *Majors* et les indépendants, la fermeture de nombreuses stations-service et l'adjonction croissante de la vente de l'essence à celle d'autres biens et services. Le tandem composé par le débit d'essence et les services de réparation automobile a de beaucoup diminué.

Les raffineurs-fournisseurs et les indépendants ont mis à l'essai diverses techniques de commercialisation. Dans les années 1950 et 1960, la station-service typique appartenait au raffineur-fournisseur et se présentait sous la forme d'un débouché au volume de ventes plutôt modeste, équipé de pompes à essence et d'installations pour la réparation et l'entretien des automobiles. En 1950, les indépendants ont commencé à s'implanter de façon importante sur le marché, la plupart en pratiquant des prix plus bas que ceux qu'affichaient les débouchés distribuant la marque d'un grand raffineur. Leurs installations allaient du débit d'essence le plus simple à l'établissement de large surface qui offrait à sa clientèle, en plus de l'essence, des services de réparation automobile et des accessoires pour automobile (tel fut le cas avec Canadian Tire). Les raffineurs ont fait face à cette invasion en proposant d'autres services tels les lave-autos ainsi que d'énormes installations de diagnostic et de réparation et en commercialisant leurs produits pétroliers sous le couvert de marques secondaires.

Vers le milieu des années 1970, les raffineurs ont accru le nombre de leurs libres-services. En 1980-1981, la proportion des débouchés des grands raffineurs qui avaient opté pour la formule du libre-service variait de 10 à 26 p. 100 et représentait de 30 à 47 p. 100 de l'ensemble des ventes au détail des débits distribuant la marque d'un grand raffineur.

Les raffineurs ont aussi renforcé l'influence qu'ils exerçaient sur les marchés de détail en ayant recours à la vente en consignation, aux contrats d'agence et à d'autres programmes de soutien[6] des détaillants. Cette

6. Ces programmes de «soutien» désigne les ajustements faits aux prix de gros «normaux» qui assurent aux détaillants opérant sous une marque principale et, à l'occasion, aux indépendants, une marge bénéficiaire minimum.

intensification de la participation directe des raffineurs aux marchés de détail a paru inquiétante aussi bien à leurs détaillants qu'aux fournisseurs indépendants. L'enquête a montré que la «double distribution» pratiquée par les raffineurs, qui les amène à approvisionner les détaillants et les indépendants tout en leur faisant concurrence, suscite bon nombre d'inquiétudes, que ce soit à cause des modalités en vertu desquelles les raffineurs mettent leurs produits à la disposition de leurs diverses catégories de clients, ou en raison du contrôle plus ou moins poussé qu'ils exercent sur leurs clients-concurrents en faisant appel à des mesures telles que la vente en consignation et les programmes temporaires de soutien financier. En plus de l'intégration verticale qui existe du fait que les raffineurs sont les propriétaires des stations-service, des formes diverses d'intégration quasi verticale se créent par le biais des rapports d'approvisionnement que les raffineurs nouent avec certains de leurs clients.

Pour l'industrie pétrolière, le mazout destiné aux consommateurs résidentiels, commerciaux et industriels constitue un marché des plus importants. Contrairement à l'essence, à laquelle seuls des usagers qui en consomment de grandes quantités peuvent économiquement substituer le propane ou le gaz naturel, le mazout doit faire face à une concurrence intense de la part du gaz naturel, de l'électricité et d'autres sources d'énergie. Les Canadiens habitant l'Ouest du pays utilisent presque exclusivement le gaz naturel en tant que combustible de chauffage; les tendances observées sur le marché sont essentiellement dues à des transformations qui se sont opérées dans l'Est du Canada. Par exemple, les ventes de fuels légers dans cette région sont passées de 105,4 millions de barils en 1970 à 47,8 millions de barils en 1984, ce qui représente une baisse de 55 p. 100. Pendant la même période, la proportion des foyers canadiens chauffés au mazout est passée de 58 à 25 p. 100, alors qu'on voyait celle des foyers bénéficiant d'un chauffage au gaz naturel ou à l'électricité progresser respectivement de 33 à 44 p. 100 et de 4 à 25 p. 100. Ces variations sont dues en partie à l'évolution des prix relatifs, en partie à la mise en place de politiques gouvernementales encourageant les économies d'énergie et au remplacement du mazout par d'autres sources d'énergie.

Pendant que ce rétrécissement du marché du mazout se produisait dans l'Est du pays, on voyait par ailleurs diminuer le nombre des distributeurs de mazout. Par exemple, au Québec, de 1977 à 1982, les établissements de 422 distributeurs locaux de marques privées ont été ou fermés ou vendus. La part de marché que détenaient les distributeurs indépendants de combustibles de chauffage au Québec est passée de plus de 40 p. 100 en 1978 à environ 20 p. 100 en 1984; la baisse observée en Ontario était légèrement moindre. Ce rétrécissement du marché du mazout s'est donc accompagné d'une augmentation de la part de ce marché occupée par les fournisseurs

distribuant la marque d'une grande société pétrolière ou par les raffineurs-distributeurs.

4. Les dimensions internationales

Si l'industrie pétrolière est une entité multi ou supranationale, c'est parce qu'elle s'appuie sur une foule d'échanges et d'investissements de portée internationale et que les mesures que prennent des États étrangers peuvent avoir, et ont de fait, des répercussions considérables sur les producteurs et les consommateurs, au Canada ou ailleurs. Au cours des ans, les sociétés exerçant leurs activités dans les secteurs amont ou aval de l'industrie pétrolière, aussi bien que les pouvoirs publics, ont eu à subir des pressions de l'étranger. Le gouvernement canadien ne peut se soustraire à de telles pressions que s'il est disposé à adopter des politiques tampons qui ne manquent pas d'avoir des effets d'entraînement sur les prix.

En 1983-1984, le Canada pouvait revendiquer environ 1 p. 100 de la totalité des réserves de pétrole prouvées au niveau mondial, ainsi que 2,5 p. 100 de la production du brut, de la capacité de raffinage et de la consommation pétrolière. En 1983, le pays est devenu un exportateur net de pétrole brut pour la première fois depuis 1974, les exportations équivalant à 2,8 p. 100 de la production de brut. Il a également été un exportateur net de produits pétroliers raffinés depuis 1974, ces exportations se chiffrant à 48 000 barils/jour (b/j) en 1984. Bien que le volume des échanges canadiens de brut ou de dérivés du pétrole demeure modeste par rapport aux totaux mondiaux, ces deux catégories d'échanges ont eu beaucoup d'importance pour l'industrie canadienne. Les importations de brut ont constitué l'une des principales sources d'approvisionnement des raffineries installées dans l'Est du Canada, tandis que les provinces de l'Ouest tiraient des revenus des exportations de brut aux États-Unis. C'est également vers ce marché qu'étaient acheminés les produits raffinés; aussi, la perte du marché des États du Nord-Est américain dans les années 1970 a-t-elle entraîné en grande partie la fermeture de deux raffineries de l'Est du pays. La politique énergétique américaine a, selon les époques, favorisé ou comprimé l'essor de l'industrie pétrolière au Canada.

Les investissements internationaux, tout comme le commerce, assujettissent l'industrie canadienne aux influences externes. Les participations étrangères sont fréquentes dans toutes les sociétés pétrolières, qu'elles appartiennent aux secteurs amont ou aval de l'industrie. Elles sont tout particulièrement nombreuses dans le secteur du raffinage puisqu'en 1985, environ 60 p. 100 des raffineries étaient exclusivement la propriété de six sociétés sous contrôle à l'étranger, sans compter Irving Oil Ltd., propriété à

presque 50 p. 100 de Chevron Inc. La société d'État Petro-Canada, qui se classe au second rang de toutes les raffineries implantées au pays, détient 23 p. 100 de la capacité de raffinage au Canada. Sa création et ses acquisitions depuis 1979 ont contribué à faire fortement diminuer l'étendue des implantations étrangères au sein de l'industrie canadienne du raffinage.

On a attribué aux participations étrangères certaines des questions rencontrées au niveau des prix lorsque des firmes exerçant leurs activités au Canada effectuent des achats de leurs sociétés associées à l'étranger. Les prix de cession interne soulèvent des difficultés pour les autorités fiscales; ils peuvent aussi avoir un retentissement sur la position concurrentielle des sociétés canadiennes. Cependant, le fait de pouvoir disposer de brut et de produits raffinés importés peut exercer sur les marchés canadiens de fortes pressions qui sont de nature à les discipliner, pourvu qu'il n'existe pas d'obstacles tarifaires ou autres aux importations, ni aucune autre entrave qui naîtrait de la structure de l'industrie pétrolière.

5. La politique de l'État

Ce sont les politiques d'État qui, dans une large mesure, ont façonné l'environnement de l'industrie pétrolière. Une réglementation du gouvernement s'applique en matière de production de brut, de pipelines et de commercialisation (dans certains secteurs); du reste, de nombreuses initiatives gouvernementales n'ont pu être concrétisées sans gêner le jeu de la concurrence. Par exemple, les importations de brut ont été par moments limitées aux provinces à l'est de l'Ontario; à d'autres moments, les indemnités versées aux importateurs de produits raffinés étaient inférieures à celles dont bénéficiaient les importateurs de brut. Des politiques visant un approvisionnement sur place, un recours plus important au pétrole canadien ou la protection des emplois des travailleurs canadiens équivalent souvent à accorder aux sociétés nationales des subventions ou d'autres formes de protection préjudiciables à la concurrence.

On peut suivre, au fil des ans, l'évolution de la politique d'État canadienne. Avant la découverte de pétrole à Leduc, en 1947, les pouvoirs publics avaient peu de motifs d'intervenir dans l'industrie pétrolière canadienne, si ce n'était que d'encourager l'exploration. Après les découvertes importantes de gisements de pétrole, le gouvernement provincial a eu recours à des contingentements au prorata visant à réglementer le forage et la production afin de prévenir une production inefficace et un gaspillage des ressources et, aussi, afin de répartir, entre les producteurs, la vente limitée du pétrole.

L'industrie s'est transformée à mesure que la production intérieure de brut national a satisfait de plus en plus aux besoins canadiens. Le problème

pour les décideurs a alors consisté à équilibrer les intérêts des producteurs de pétrole canadien et ceux des consommateurs, qu'on pouvait approvisionner soit en pétrole importé, qui parfois coûtait moins cher, soit en pétrole produit au pays.

Au cours des années 1950, l'accroissement des approvisionnements de brut bon marché, en provenance du Moyen-Orient, donna lieu à l'adoption de mesures destinées à protéger les producteurs nord-américains. Les États-Unis décidèrent d'imposer tout d'abord des contingentements volontaires (en 1955), puis des quotas d'importation obligatoires au nom de la sécurité nationale (en 1959). Un groupe de travail du gouvernement américain fit savoir à l'époque que les importations de brut devaient être limitées pour maintenir la «production nationale nécessaire aux besoins projetés en matière de défense nationale et la capacité des États-Unis de satisfaire aux exigences de la sécurité nationale».

En 1961, le Canada emboîta le pas avec sa Politique pétrolière nationale (PPN), qui eut pour effet de réserver le marché canadien de l'Ouest et la plus grande partie de celui de l'Ontario au brut canadien, tandis que les raffineries du Québec et des provinces de l'Atlantique se voyaient autorisées à importer pour satisfaire leurs besoins. La PPN a également permis de poursuivre l'expédition régulière de brut canadien aux États-Unis, parce que les quotas d'exportation volontaire vers les marchés américains étaient établis par les deux gouvernements. En pratique toutefois, les ventes de pétrole canadien destiné à l'exportation s'accrurent considérablement et dépassèrent habituellement de loin les limites volontaires fixées pour les ventes canadiennes, notamment sur le marché du Midwest américain.

Après 1973, le marché international du brut changea brusquement. Les mesures prises par l'OPEP entraînèrent une hausse du prix international du brut. Les prix du brut canadien descendirent en-dessous des prix mondiaux et, au lieu d'avoir besoin de protection, les producteurs purent hausser leurs prix et demeurer très concurrentiels sur presque tous les marchés du Canada et du Nord des États-Unis. Cependant, après 1973, le gouvernement fédéral protégea les consommateurs canadiens contre l'effet de la hausse des prix du brut par l'adoption de trois mesures conjuguées: le contrôle du prix du brut vendu au Canada; le versement d'une indemnité aux raffineurs canadiens de l'Est qui devaient toujours s'en remettre aux importations de brut, dont le prix était maintenant élevé; l'imposition d'une taxe à l'exportation sur le brut exporté de l'Ouest du Canada vers les États-Unis, de manière à ce que le Canada, en tant que producteur et exportateur de brut, bénéficie de la hausse des prix internationaux.

En 1976, Petro-Canada a été constituée en société d'État pour permettre au gouvernement d'avoir une fenêtre sur l'industrie pétrolière et d'y accroître

la présence des sociétés canadiennes. Les politiques s'affirmèrent davantage en 1980 par suite de l'adoption du Programme énergétique national (PEN), dont la nature est exposée selon la chronologie suivante:

Chronologie des principales politiques fédérales concernant l'industrie pétrolière au Canada

1957 Établissement de la Commission royale d'enquête Borden sur l'énergie.

1959 Publication du rapport de la Commission royale d'enquête sur l'énergie.

Établissement de l'Office national de l'énergie (ONE) en vertu de la *Loi sur l'Office national de l'énergie* qui donne à celui-ci le pouvoir d'autoriser la construction d'oléoducs traversant les frontières provinciales ainsi que les importations et les exportations de pétrole.

1961 Adoption de la Politique pétrolière nationale (PPN); la région située à l'ouest de la vallée de l'Outaouais est réservée au brut canadien.

1970 Des contrôles obligatoires sont imposés sur les importations d'essence; ils dureront jusqu'à octobre 1973.

1973 Fin de la PPN. Le gouvernement annonce un gel de 60 jours du prix du brut produit au Canada. Des contrôles gouvernementaux sur le prix du brut à la tête de puits et sur les prix des produits pétroliers sont institués; ils se prolongeront jusqu'à juin 1986.

La *Loi sur la taxe d'exportation du pétrole* impose une taxe sur l'exportation de brut afin d'égaliser les prix du brut canadien exporté avec celui du brut étranger vendu aux États-Unis.

1974 Le Programme d'indemnisation des importateurs de pétrole est mis en route afin de subventionner les coûts des bruts et produits importés.

1975 Adoption de la *Loi sur l'administration pétrolière*, loi de réglementation générale et appelée maintenant *Loi sur l'administration de l'énergie*. Cette Loi réglemente les ressources énergétiques dans leur ensemble.

1980 Adoption du Programme énergétique national qui a trois objectifs: 1) la sécurité des approvisionnements grâce à l'indépendance par rapport au marché international; 2) la canadianisation accrue de

l'industrie grâce à la propriété nationale; 3) la détermination équitable des prix et de la juste répartition des revenus.

Les mesures du PEN comprenaient:

1. Un calendrier imposé par le fédéral prévoyant l'augmentation graduelle du prix national du pétrole jusqu'à ce qu'il atteigne le niveau du prix international.
2. La taxe sur les revenus du pétrole et du gaz.
3. Le prélèvement d'une redevance d'indemnisation pétrolière.
4. Le prélèvement d'une redevance spéciale de canadianisation.
5. L'offre d'encouragement aux consommateurs pour remplacer le pétrole et prendre des mesures d'économie d'énergie.
6. L'octroi de subventions directes pour favoriser l'exploitation et le développement, des versements incitant à développer les richesses pétrolières pour remplacer les allocations au titre de l'épuisement et du surépuisement. Traitement préférentiel accordé aux sociétés en fonction de l'importance de leur caractère canadien de même que pour l'exploration des gisements sous-marins et de ceux situés dans les Territoires (terres canadiennes).
7. Prise de dispositions pour que Petro-Canada achète une ou plusieurs grandes filiales d'entreprises pétrolières étrangères à l'aide du prélèvement spécial de canadianisation.
8. L'État se réserve un intérêt de 25 p. 100 sur la mise en valeur des terres de la Couronne, y compris les découvertes effectuées avant 1980 (disposition sur la réouverture des offres).

1981 Accord intervenu entre le gouvernement fédéral et celui de l'Alberta sur un calendrier des augmentations du prix du pétrole.

1985 L'Accord de l'Atlantique intervenu entre le gouvernement fédéral et celui de Terre-Neuve crée, pour l'exploitation des ressources en mer, une association où les deux partenaires sont sur un pied d'égalité.

L'Accord de l'Ouest intervient entre le gouvernement fédéral et ceux de trois provinces de l'Ouest pour la suppression du contrôle des prix du brut, l'autorisation de laisser les prix suivre le cours mondial à compter du 1er juin 1985 et pour la suppression immédiate ou graduelle de diverses taxes et redevances sur l'énergie abolissant ainsi le PEN.

En 1985, la déréglementation des prix du brut indigène et des aspects connexes de l'industrie est intervenue à la suite de l'Accord de l'Atlantique et de l'Accord de l'Ouest entre le gouvernement fédéral et certains gouvernements provinciaux, qui limitaient la portée des interventions officielles de l'État.

L'énumération, par ordre chronologique, des principaux jalons de la politique pétrolière n'est pas uniquement d'intérêt historique. L'enchevêtrement des mesures témoigne des conditions dans lesquelles la concurrence a dû jouer dans cette industrie. Les pressions nationales et internationales qui ont donné lieu à beaucoup de ces politiques s'exercent toujours, quoique sous des formes différentes. Durant les dernières années, l'excédent dans la capacité mondiale du raffinage a intensifié la concurrence sur les marchés internationaux de produits pétroliers rendant ainsi plus attrayante l'option d'importer des produits au Canada.

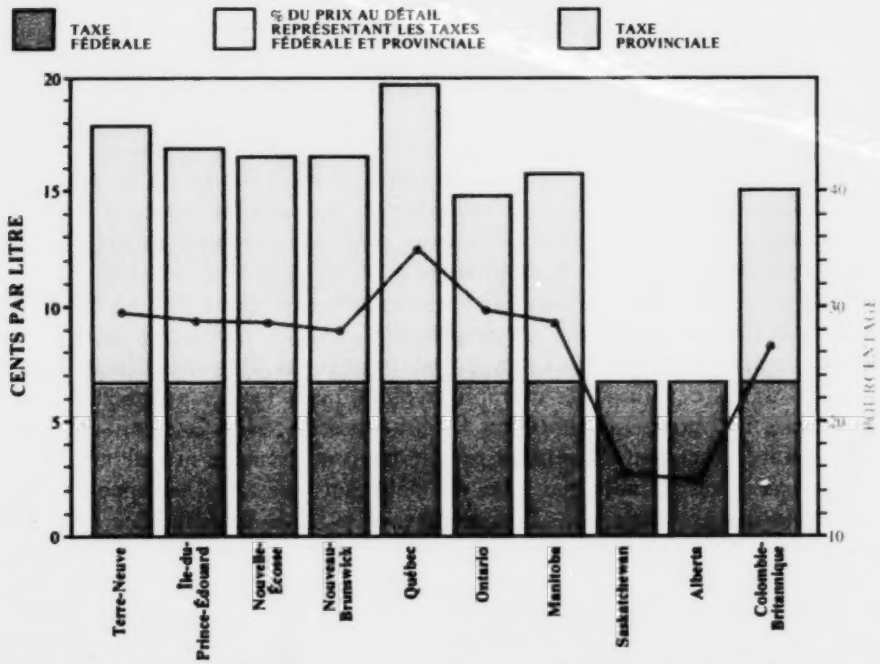
L'imposition de l'énergie constitue presque une industrie pour les pouvoirs publics. Les gouvernements ont vu dans le pétrole une source fort intéressante de revenus et ils n'ont pas manqué d'imagination dans la conception de mesures destinées à augmenter leurs recettes. Il n'est pas facile de démêler les effets des impôts: il n'est donc pas étonnant que le public ait de la peine à s'y retrouver. Nous ne cherchons nullement dans le présent Rapport à bien distinguer ces effets; nous nous limitons à reconnaître leur existence et les difficultés d'interprétation auxquelles ils donnent lieu. Il est difficile de bien distinguer l'effet des impôts sur le prix des produits. Ceux que paient les sociétés pétrolières relèvent de trois grandes catégories. En premier lieu, il y a l'impôt sur les bénéfices des entreprises et les taxes locales auxquelles sont assujetties les entreprises de toutes les branches d'activité économique. Ces contributions touchent les prix du pétrole, mais en principe ni plus ni moins que ceux des autres industries. Une deuxième sorte de taxes se rapporte aux tentatives des gouvernements en vue de tirer parti de la différence positive qui a existé entre la valeur marchande du brut (et du gaz naturel) et les frais d'exploration et de production. Des impôts sont également levés sur d'autres industries de ressources naturelles, mais ceux levés sur l'industrie pétrolière sont fonction du caractère particulier de l'industrie. Ils ne touchent pas le prix du brut qui est établi sur le plan international. Le troisième niveau englobe les taxes à la consommation imposées par l'État fédéral et les provinces. Toutes ces taxes, ou presque, se reflètent sur les prix à la consommation.

L'essence, le diesel, le carburant d'aviation et le propane, quand il est utilisé comme carburant pour les véhicules automobiles, font l'objet de taxes imposées par le gouvernement fédéral et par la plupart des gouvernements provinciaux. En octobre 1985, les taxes de vente et d'accise fédérales sur

l'essence ordinaire au plomb étaient de 0,068 $ le litre, tandis que les taxes provinciales variaient d'une province à l'autre, depuis 0,00 $ en Alberta et en Saskatchewan jusqu'à 0,129 $ le litre au Québec. (Cette partie des taxes provinciales qui remplace la taxe provinciale de vente générale et la taxe de vente fédérale, en effet, n'est pas singulière aux produits pétroliers.) Il s'ensuit que les taxes fédérales ci-haut mentionnées ainsi que les taxes provinciales, à la consommation, comme pourcentage du prix à la pompe de l'essence ordinaire au plomb, variaient d'environ 15 p. 100 en Alberta et en Saskatchewan à plus de 34 p. 100 au Québec (voir figure 4).

FIGURE II-4.

Taxes provinciales à la consommation de l'essence ordinaire au plomb, octobre 1985



Source: Énergie, Mines et Ressources, *Rapport sur l'utilisation du pétrole*, oct. et nov. 1985.

III

Un résumé des inquiétudes et des points de vue

1. Les inquiétudes du grand public

Avant de résumer les inquiétudes et points de vue que divers intervenants ont communiqué directement à la Commission dans leurs témoignages ou leurs mémoires, il serait peut-être utile de faire état de la nature des plus fréquentes inquiétudes du grand public telles que les conçoivent les membres de la Commission à partir de leur examen des reportages sur l'industrie diffusés par les médias.

Les inquiétudes le plus souvent exprimées par le grand public, qui portent principalement sur le prix de l'essence au détail, peuvent se résumer ainsi:

1. Le niveau absolu des prix est trop élevé. (De plus en plus, cette inquiétude s'appuie sur une comparaison entre les prix de l'essence au détail au Canada et ceux aux États-Unis ou sur le prix du brut sur le marché mondial.)

2. Pour des catégories d'essence comparables vendues à des postes d'essence adjacents ou voisins, les prix à la pompe sont presque identiques et laissent donc peu de choix au consommateur.

3. Dans les régions du pays où les prix à la pompe fluctuent, ils ont tendance à baisser graduellement sur plusieurs semaines, puis ils enregistrent soudainement, dans tous les débits, des hausses spectaculaires en quelques heures, quelquefois juste avant des périodes de forte consommation, comme les longues fins de semaine.

4. Il existe de temps à autre des écarts notables entre les prix à la pompe de localités voisines, et certaines régions se caractérisent par des prix à la pompe beaucoup plus volatiles qu'ailleurs.

Vu l'absence d'une explication plausible de la cause de ces divers phénomènes, il n'est pas étonnant que le public fasse siennes les spéculations de journalistes, de politiciens et d'autres qui affirment que cela tient probablement à la fixation des prix ou à d'autres manoeuvres ou concertations illégales, ou encore qu'il en arrive à croire que, de toute façon, quelque chose ne tourne pas rond sur le marché de l'essence. Toutefois, le lecteur se

rendra compte qu'il peut y avoir d'autres explications pour ces phénomènes. Il convient également de signaler que le Directeur n'a jamais prétendu avoir démontré, dans la volumineuse documentation que lui-même ou d'autres personnes ont déposée devant la Commission, la perpétration d'infractions de nature criminelle.

2. Les regroupements de consommateurs

La Commission a reçu des mémoires du bureau national de l'Association des consommateurs du Canada (ACC) et, en outre, des succursales de l'ACC de la Colombie-Britannique, de l'Alberta, de la Saskatchewan, du Manitoba, de la Nouvelle-Écosse et de Toronto. Plusieurs des mémoires s'appuyaient sur des sondages des vues et des expériences des consommateurs.

Les regroupements de consommateurs s'inquiètent principalement du manque de vigueur de la concurrence en matière de prix et de l'uniformité trop grande des prix de vente au détail de l'essence au Canada. Ils sont d'avis que l'absence de rivalité entre les concurrents tient à une concentration et à une intégration verticale trop poussées, deux phénomènes qui ont donné aux grandes sociétés pétrolières une emprise trop forte sur le marché du détail. Les regroupements se préoccupent de ce que ces dernières ont le pouvoir d'exclure les indépendants du marché ou d'en restreindre le nombre en fournissant à plus bas prix les débits de détail (particulièrement les libres-services) dont elles sont propriétaires-exploitants. En outre, les associations de consommateurs se préoccupent de ce que la réglementation, qui, dans certaines provinces et municipalités, restreint l'implantation sur le marché et la gamme des services offerts au détail (par exemple, les restrictions visant les libres-services, les postes d'essence et la prolongation des heures d'ouverture), aggrave la situation. Dans l'ensemble, ces organismes estiment qu'il y a trop peu d'entreprises distinctes sur le marché de détail de l'essence, que les postes d'essence y sont trop nombreux, ce qui se traduit par des volumes de vente moyens trop faibles et des coûts unitaires trop élevés et, sur certains marchés, par une réduction excessive des choix offerts.

En raison peut-être du système de réglementation de la Nouvelle-Écosse, les représentants de l'ACC de cette province ont insisté avec une vigueur particulière pour que soient éliminées les restrictions réglementaires visant le nombre et le genre de stations-service. Cette association estimait en outre que la réglementation ne devait pas garantir la marge des commerçants, perpétuant ainsi les points de vente non rentables.

Dans l'ensemble, les regroupements de consommateurs s'inquiétaient de ce que la réglementation provinciale et municipale, en diminuant la concurrence sur le marché du détail, jouait au détriment des consommateurs.

Ces organismes ont aussi vivement recommandé que les débits de détail soient tenus d'afficher le prix à la pompe de toutes les catégories d'essence qu'ils vendaient, et ce, de manière à ce qu'ils soient facilement lisibles de la rue. A leur avis, cela aiderait les consommateurs à faire des choix éclairés. (Peu après les audiences régionales, durant lesquelles ces recommandations ont été faites, la pratique d'afficher les prix à la pompe est devenue courante dans l'industrie.)

Les représentants de l'ACC de la Saskatchewan ont proposé à la Commission que les débits d'essence qui acceptent les cartes de crédit soient tenus d'accorder un rabais pour les paiements en espèces.

3. Le Directeur des enquêtes et recherches

A l'exemple des autres résumés présentés dans ce chapitre, le suivant, qui porte sur les vues du Directeur, tente de faire ressortir l'essentiel sans entrer dans le détail.

A la fin des audiences de la Commission, l'évaluation faite par le Directeur des faits et de l'état de la concurrence dans l'industrie pétrolière canadienne était quelque peu différente des vues qu'il avait exprimées dans le Livre vert. Les rectificatifs qu'il proposait ont aussi été modifiés. Bien que les grandes lignes des propos du Directeur soient demeurées largement inchangées tout au long des audiences de la Commission, il serait néanmoins utile de signaler à quels égards les points de vue exprimés dans le Livre vert en 1981 ont été modifiés par la suite.

(a) L'approvisionnement en brut

Les raffineries de l'Est du Canada ont traditionnellement, pour des raisons de disponibilité et de prix, obtenu la plus grande partie de leur brut de l'étranger, plutôt que de l'Ouest canadien ou des États-Unis. Dans le Livre vert, qui portait essentiellement sur la période 1958-1973, le Directeur a conclu, après avoir terminé son enquête, que les raffineurs de l'Est canadien, qui importaient le brut presque exclusivement de sociétés étrangères associées (c'est-à-dire les pétrolières multinationales qui produisaient le pétrole brut dans leurs concessions au Venezuela, au Moyen-Orient ou ailleurs), avaient payé des «prix artificiellement élevés» pour leur brut. Aux yeux du Directeur, les niveaux artificiellement élevés des prix ont été rendus possibles par le contrôle qu'exerçaient les pétrolières multinationales sur les exportations de brut vers le Canada, par une certaine «harmonisation» des niveaux de prix entre les *Majors* et par leur domination du marché du détail au Québec et dans les provinces maritimes. Selon le Directeur, ce dernier facteur leur

permettait de répercuter les prix «irréalistes» des importations de brut sur le prix des produits et de diminuer ainsi les pressions à la baisse, dues à la concurrence, sur les coûts en amont.

En ce qui concerne l'approvisionnement en brut de l'Ouest canadien, les critiques du Directeur ont porté sur les sociétés pétrolières intégrées et les pouvoirs publics. En premier lieu, il a jugé que les restrictions de la production inhérentes au plan de contingentement appliqué par l'Energy Resources Conservation Board de l'Alberta avaient créé des conditions propices à une hausse des prix du brut par l'industrie. En deuxième lieu, il a fait observer que la Politique pétrolière nationale, qui a freiné l'entrée de pétrole brut à l'ouest de la vallée de l'Outaouais entre 1961 et 1973, avait mis cette partie du pays à l'abri de la concurrence étrangère à une époque où les prix internationaux étaient à la baisse. En troisième lieu, il a soutenu que les producteurs canadiens de brut ont profité de cette situation pour maintenir les prix du brut canadien à un niveau plus élevé qu'ils ne l'auraient été autrement. En dernier lieu, le Directeur affirmait dans le Livre vert que les pétrolières intégrées, principaux propriétaires et exploitants des grands pipelines, ont exercé les pouvoirs que leur conférait cette position de façon à supprimer la concurrence par les prix entre les producteurs canadiens de brut et à fausser le jeu de la concurrence entre les raffineries vers lesquelles le brut était acheminé.

Le Livre vert n'indiquait pas avec exactitude si l'évaluation générale de la situation par le Directeur, résumée ci-dessus, portait sur la période précédant 1973 ou sur la période allant jusqu'à 1981. La situation internationale de l'approvisionnement s'est transformée en profondeur au cours des années 1970, notamment à compter de 1973, ce qui a mené à l'abandon de la Politique pétrolière nationale et à l'instauration de l'indemnisation des importateurs de pétrole. De toute façon, il est devenu manifeste au cours des audiences de la Commission que le Directeur, pour ce qui est des secteurs amont de l'industrie pétrolière et sauf indication expresse du contraire, considérait que son Livre vert ne portait que sur la période précédant 1973. A la conclusion des audiences de la Commission, le Directeur a renoncé aux mesures correctives qu'il avait proposées dans le Livre vert relativement aux secteurs de la production intérieure et de l'exploitation des pipelines. Quant aux prix payés après 1973 pour le brut importé, il a conclu, s'appuyant sur les preuves déposées auprès de la Commission, que les prix avaient été indûment élevés, à cause de la structure et du fonctionnement du Programme fédéral d'indemnisation des importateurs et aussi par suite du manque d'opportunisme des raffineurs canadiens qui n'ont pas su s'approvisionner en brut étranger à des prix inférieurs à ceux fixés dans les contrats d'approvisionnement passés avec leurs sociétés internationales associées. Dans son argumentation finale, le Directeur a proposé des mesures rectificatives en vue

de modifier certains aspects du Programme d'indemnisation des importateurs de pétrole et d'établir des lignes directrices plus rigoureuses pour déterminer la «juste valeur marchande» en vertu des dispositions de la *Loi de l'impôt sur le revenu* portant sur les importations de brut.

Par suite de la décision du gouvernement, prise en 1985, de soumettre les prix du brut canadien au jeu des forces du marché, le Programme d'indemnisation des importateurs de pétrole a été abandonné, et les correctifs proposés par le Directeur à cet égard ne sont plus pertinents.

La proposition visant les lignes directrices en matière d'impôt ressortit aux modalités d'application de la législation fiscale, domaine que la Commission connaît assez mal et dans lequel elle n'a pas compétence. Cette proposition, que la Commission n'a pas l'intention de commenter, a été communiquée au ministère du Revenu national qui y donnera les suites qu'il jugera appropriées. De plus, la Commission se penche, dans ses conclusions, sur l'importance d'une application rigoureuse de la législation fiscale.

(b) Le secteur du raffinage

Le Directeur a toujours maintenu que les raffineurs canadiens, dont chacun jouit inévitablement d'un certain pouvoir commercial en raison de la petite taille du marché canadien et du besoin de réaliser des économies d'échelle, ont coordonné l'exercice de ce pouvoir au moyen et en fonction d'un ensemble exhaustif d'accords indépendants d'approvisionnement en produits pétroliers, en vue de restreindre la concurrence par les prix dans le secteur de la commercialisation. Il estimait, en particulier, que l'objet et l'effet de ces accords consistaient à restreindre la concurrence entre les raffineurs, à limiter l'offre de produits raffinés aux revendeurs non intégrés et, généralement, à coordonner les réductions et les augmentations de capacité de façon à empêcher que l'offre dépasse de beaucoup la demande.

S'il est vrai, en dernière analyse, que la distorsion ou les restrictions de la concurrence se manifestent principalement par une carence de la performance sur le marché du détail, le Directeur estimait que la coordination des activités anticoncurrentielles au niveau du raffinage a été l'élément déterminant de la transmission des imperfections de la concurrence entre les secteurs de l'industrie pétrolière, le secteur du raffinage étant le maillon central dans la chaîne de l'intégration verticale. Le Directeur affirmait:

> En amont, dans le secteur de la production, la structure du secteur du raffinage a favorisé la concentration du contrôle du brut dans les mains d'un petit nombre de sociétés. En aval, dans le secteur du marketing, l'interdépendance qui est apparue entre les sociétés sur le plan du raffinage a stimulé la tendance de ces mêmes

entreprises à adopter des mesures punitives qui se renforçaient mutuellement pour limiter la concurrence.

Dans son Livre vert, le Directeur a proposé que les accords d'approvisionnement en produits raffinés soient soumis à l'approbation de l'Office national de l'énergie, qui serait tenu de consulter le ministre de la Consommation et des Corporations. Dans son argumentation finale, le Directeur a plutôt insisté pour que les accords réciproques ou interdépendants d'approvisionnement passés entre les raffineurs soient généralement interdits et que tous les autres accords d'approvisionnement soient de durée rigoureusement limitée sauf dans les cas où la Commission sur les pratiques restrictives du commerce jugeait que l'accord avait un effet bénéfique sur la concurrence.

(c) Le secteur de la commercialisation

Dans le secteur de la commercialisation, les préoccupations du Directeur visaient presque exclusivement les carburants, notamment l'essence. Bien qu'il ait abordé accessoirement la question du mazout et que certaines des mesures correctives recommandées dans le Livre vert aient porté tant sur le mazout que sur l'essence, les recommandations faites par le Directeur à la fin des audiences de la Commission ne se rapportaient qu'à la commercialisation des carburants.

L'allégation de base du Livre vert est la suivante: non seulement les grandes sociétés pétrolières ont-elles évité de se livrer entre elles à une concurrence réelle sur les prix, mais encore se sont-elles livrées, depuis les années 1950, avec beaucoup de succès, à des pratiques discriminatoires concertées en vue de retarder, d'entraver ou d'empêcher la concurrence par les prix et la transformation structurelle de la commercialisation de l'essence.

Selon le Livre vert, les grandes sociétés pétrolières «régionales» de cette période (Irving Oil, Petrofina, Supertest, British Petroleum, Sunoco et Standard Oil of British Columbia) ont emboîté le pas à Impériale, Gulf, Shell et Texaco (les grandes sociétés pétrolières nationales) et ont soutenu leur action en évitant de se faire concurrence entre elles en matière de prix. D'après le Directeur, cette situation était largement attribuable au climat d'«indulgence réciproque» entre ces sociétés, climat qui lui-même tenait en partie au «réseau de liens» dans les secteurs de la production et du raffinage. Aux yeux du Directeur, la concurrence entre les pétrolières intégrées visait le volume plutôt que le prix, et ce, au moyen de l'emplacement et du nombre des débits, de la qualité et de la gamme des services, de l'annonce des marques, des facilités de crédit et des promotions publicitaires. Selon lui, il s'agissait là d'une concurrence très dispendieuse, qui a donné lieu à de faibles volumes et à des prix unitaires élevés dans de nombreux débits d'essence, de même qu'à des marges bénéficiaires élevées au niveau du gros et du détail.

Ces marges bénéficiaires élevées ont suscité l'arrivée, sur les marchés urbains à grand potentiel de vente, de détaillants non intégrés, offrant un minimum de services à bas prix, dont quelques grandes surfaces, quelques marchands d'articles pour l'automobile et des détaillants à rabais. Après analyse des faits dont il disposait, le Directeur en est venu à la conclusion que les grandes sociétés pétrolières, plutôt que de chercher à concurrencer les indépendants sur le plan de la performance (en offrant des prix plus bas plutôt que des services supplémentaires) ont préféré adopter des manoeuvres d'exclusion dont l'objet et l'effet étaient d'entraver l'implantation et l'expansion des indépendants et d'éliminer certains de leurs concurrents qui affichaient les plus bas prix. Le Directeur en a conclu que les *Majors* ont cherché et ont effectivement réussi à élever des barrières à l'implantation sur le marché, à protéger leurs investissements dans leurs propres réseaux et, par là, à consolider et à étendre «le pouvoir monopolistique qui leur venait de la mainmise qu'elles exerçaient en amont sur le raffinage et l'achat du brut», en tentant d'empêcher ou de réduire la concurrence des prix au détail.

Dans le Livre vert, le Directeur affirmait que les sanctions ou les mesures adoptées par les *Majors* avaient varié durant la période visée par l'enquête. Dans un premier temps, soit entre 1959 et 1964, celles-ci ont su offrir des bas prix dans leurs propres débits en vendant à leurs détaillants par voie de consignation ou en accordant des remises spéciales à ceux qui affichaient des bas prix. Dans un deuxième temps, soit entre 1969 et 1973, elles ont continué d'appliquer ces deux premières méthodes, mais elles ont également adopté des marques secondaires ou des marques «de combat» dans les stations-service qui leur appartenaient ou qu'elles exploitaient, afin de s'attaquer aux indépendants qui pratiquaient des bas prix.

Le Directeur a affirmé que, la situation internationale d'approvisionnement ayant changé à la fin des années 1960 et dans les années 1970, et le contrôle de l'approvisionnement international en brut ayant commencé à échapper aux multinationales, les grandes sociétés pétrolières nationales ont davantage axé leurs efforts sur l'élimination des indépendants. Selon le Directeur, elles y sont arrivées, en partie, par l'acquisition de certains indépendants, par la fusion d'entreprises, par la limitation des volumes vendus aux indépendants et par la réduction de la marge bénéficiaire de ceux-ci, soit en augmentant les prix de gros qui leur étaient offerts, soit en abaissant les prix dans leurs propres débits de façon à réduire le cours des prix sur le marché du détail.

L'évaluation que le Directeur a faite des problèmes existant sur le marché du détail, et des mesures correctives que ces problèmes appelaient, a évolué au cours des audiences de la Commission, comme en fait foi la déclaration suivante, tirée de son argumentation finale. Après avoir fait mention des

pratiques exposées dans le Livre vert et décrites ci-dessus, le Directeur a affirmé:

> Dans son mémoire, le Directeur allègue que toutes ces pratiques servaient à restreindre le commerçant indépendant. Il importe d'ajouter que bon nombre de ces pratiques ont toujours cours aujourd'hui.
>
> Toutefois, aujourd'hui, les questions relatives à la concurrence diffèrent de celles qui se posaient avant 1973. Les sociétés intégrées ne tentent plus d'exercer un contrôle sur le revendeur; cette époque est révolue. Le problème actuel est attribuable au fait que les sociétés intégrées se sont lancées dans un ambitieux programme de contrôle du prix de l'essence à tous les niveaux du commerce.

A cet égard, la principale inquiétude du Directeur tenait à ce que, au cours des dernières années, les sociétés intégrées ont acquis une mainmise sans cesse plus étendue sur les prix à la pompe des carburants grâce à des stations-service possédées et exploitées par les sociétés intégrées (en grande partie des libres-services), à la vente d'essence, dans certains cas au moyen de contrats d'agence, par l'entremise de débits appartenant à d'autres, et à de vastes programmes temporaires de remises et de subventions aux concessionnaires qui, aux yeux du Directeur, ont pour effet de soutenir les prix.

Les mesures correctives proposées par le Directeur dans son argumentation finale ayant trait au secteur de la commercialisation font l'objet d'un examen détaillé dans le présent Rapport. Le Directeur recommandait principalement qu'aucun détaillant ne soit lié exclusivement à une source d'approvisionnement en carburants, qu'il soit interdit aux fournisseurs de carburants d'acquérir un contrôle direct ou indirect sur les prix à la pompe dans les débits autres que ceux qu'ils possèdent et exploitent directement, et que toute acquisition par les raffineurs de débits de détail de carburants soit soumise à l'approbation d'un organisme public.

4. Les indépendants

Quoique le terme «indépendant» soit ambigu, on tend à l'utiliser dans l'industrie pétrolière pour désigner un commerçant d'essence ou de mazout qui vend au détail des produits portant sa propre marque mais qui n'est pas propriétaire d'une raffinerie. C'est dans cette acception que le terme est utilisé dans le présent Rapport, même si la Commission reconnaît que d'autres commerçants jouissent également d'une certaine indépendance, qui varie d'un cas à l'autre, vis-à-vis de leurs fournisseurs.

Défini ainsi, le groupe des indépendants comprend les grands détaillants comme Canadian Tire et Mohawk et les chaînes qui vendent de l'essence au détail à titre d'agents des raffineurs. Ce groupe renferme aussi dans une

proportion considérable les petits commerces qui exploitent un ou quelques débits d'essence. Ces petits commerces, dont la situation financière tend à être assez précaire, sont aux prises avec un ensemble de problèmes particuliers qui tiennent au fonctionnement du marché.

S'il est vrai qu'à l'occasion certains indépendants font raffiner du brut par un raffineur sous contrat, importent des produits et exploitent des installations d'entreposage et de transport, il n'en demeure pas moins qu'en substance, leur commerce consiste à acheter des produits d'un ou de plusieurs raffineurs en vue de les revendre sous leurs propres marques. Les indépendants qui sont actifs dans la vente au détail de l'essence et dont plusieurs, en outre, font le commerce de détail et de gros du carburant diesel, du mazout et du fuel industriel sont parfois appelés les vendeurs «sans marque» ou affichant une «marque privée», expressions qui peuvent semer la confusion chez le profane, mais qui signifient simplement que ces commerçants ne vendent pas des produits «de marque» à l'enseigne des grandes sociétés.

La Commission a recueilli les témoignages de plusieurs membres de ce groupe dans presque toutes les provinces. En outre, pendant la plupart des audiences de la Commission, un représentant de la Fédération canadienne des distributeurs indépendants de produits pétroliers (ci-après appelée la «Fédération») représentait les intérêts de nombreux indépendants[1].

Les plus importants indépendants, Mohawk Oil et Canadian Tire, par exemple, n'ont pas pris part au débat sur les problèmes de fonctionnement du marché.

Les seules sources canadiennes d'approvisionnement de presque tous les indépendants sont, directement ou indirectement, leurs concurrents intégrés. Le principal problème des indépendants a trait aux conditions d'approvisionnement. Dans une moindre mesure, ils s'inquiètent de la question de l'accès aux produits, y compris l'accès équitable en cas de pénurie générale. Ils se sont également plaints des éléments de certains programmes gouvernementaux, notamment ceux qui concernent l'indemnisation des importateurs de pétrole, les indemnités de transfert du pétrole canadien, la taxe de vente fédérale et les exigences de l'Ontario relatives à la coloration du fuel, qui ont un effet discriminatoire à l'endroit de nombreux indépendants. Après examen minutieux des trois dernières plaintes, la Commission a jugé qu'elles ne posaient pas de problèmes dans le cadre de la politique générale de la concurrence.

---

1. Malgré les demandes répétées qui lui ont été adressées et ses engagements en ce sens, la Fédération n'a pas communiqué à la Commission la liste de ses membres. On sait, par ailleurs, que la Fédération ne représente pas les plus importantes chaînes de revendeurs non intégrées comme Canadian Tire et Mohawk.

Quant au problème principal, soit les conditions d'approvisionnement auprès des raffineurs canadiens, la plupart des interventions portaient sur la position de force des grandes pétrolières qui pouvaient rétrécir à volonté les marges de manoeuvre des indépendants, soit en leur livrant une concurrence qui fasse baisser les prix à la pompe, soit en augmentant les prix de gros. Les petits indépendants préfèrent conserver leur marge de manoeuvre à court terme afin de s'approvisionner au plus bas prix et, souvent, ne signent pas de contrats d'approvisionnement. Même lorsqu'ils en ont, leurs contrats d'approvisionnement à court terme (habituellement d'un an) établissent ordinairement des quantités minimums et maximums, mais n'offrent aucune garantie quant aux prix. Selon le témoignage des indépendants, si un indépendant refuse de payer le prix qui lui est demandé, sa seule option est de trouver une autre source d'approvisionnement. De plus, le rapport entre les prix de gros et les prix à la pompe est tel que la plupart des concessionnaires du réseau des producteurs bénéficient d'un soutien des prix, tandis que les paiements de soutien ou les remises aux indépendants sont de nature discrétionnaire quant à leur montant et leur existence même; lorsqu'ils sont versés, ils le sont souvent après coup. De nombreux indépendants affirment que dans l'ensemble, le climat est tel qu'ils ne peuvent pas prendre d'initiatives au chapitre des prix. Ils estiment pourtant que leurs coûts d'exploitation sont plus bas que ceux des distributeurs à l'enseigne des grandes pétrolières en raison de leurs frais administratifs et publicitaires inférieurs et de leurs immobilisations habituellement moins considérables. Ils sont d'avis qu'ils devraient donc être en mesure d'afficher des prix à la pompe relativement moins élevés, ce qui est à peu près le seul moyen dont ils disposent pour attirer des clients. Or, les indépendants se sentent incapables d'établir l'écart qu'ils estiment acceptable dans les prix à la pompe entre eux-mêmes et les distributeurs de grandes marques.

Certains des indépendants se sont également plaints de ce que les prix que les *Majors* demandaient à leurs clients commerciaux et industriels excluaient à toutes fins utiles les indépendants de ce marché.

Quant à la façon d'atténuer ces problèmes, la Fédération a prôné un renforcement de la législation sur la concurrence. Elle a, en particulier, vivement recommandé de modifier la *Loi relative aux enquêtes sur les coalitions* dans le sens indiqué par les propositions récentes du gouvernement. La Fédération a aussi recommandé avec force que soit élargi le rôle officieux de quasi-réglementation du Directeur, qui exercerait alors, suivant la Fédération, des pouvoirs de «persuasion morale» ou de «médiation». Par ce dernier point, les indépendants exprimaient leur souhait de voir instaurer des mesures correctives rapides et efficaces dans les cas d'abus de pouvoirs commerciaux, ce à quoi des arrangements officieux, non contentieux, se prêteraient le mieux.

La Fédération a fait valoir qu'il devrait n'y avoir aucune autre forme d'intervention de l'État sur le marché des produits pétroliers, bien qu'elle ait recommandé que la «canadianisation» du secteur privé en aval soit encouragée. Quant au rôle permanent de Petro-Canada, la Fédération a affirmé que:

> Petro-Canada devrait, au sein de l'industrie, être soumise aux mêmes conditions du marché que ses concurrentes du fait qu'elle est une société à but lucratif; les activités de commercialisation de Petro-Canada devraient être considérées comme une opération distincte et les rapports, établis en conséquence. Petro-Canada devrait se montrer chef de file et donner l'exemple aux autres raffineurs en n'accordant pas un traitement de faveur à son propre réseau de commercialisation par rapport aux indépendants qui lui livrent concurrence sur le même marché.

La Fédération a recommandé que la Commission rejette les propositions du Directeur visant à interdire les ventes en exclusivité des carburants, sauf dans les cas où le prix du fournisseur n'est pas raisonnablement «compétitif». La Fédération n'estime pas qu'il y a lieu d'instaurer, pour ce qui est des acquisitions des débits de carburants au détail, un mécanisme d'approbation gouvernementale préalable, sauf en matière d'examen de l'investissement étranger. De plus, elle croit que l'application de deux des recommandations du Directeur, celle prônant l'abolition des ententes d'utilisation de produits non pétroliers et celle permettant aux commerçants d'annoncer le fabricant des carburants qu'ils vendent, pourrait bien être plus nuisible qu'utile.

5. La National Automotive Trades Association

La National Automotive Trades Association du Canada (NATA) regroupe 11 associations provinciales qui représentent environ 6 000 détaillants d'essence plus un certain nombre de commerçants en voitures neuves et d'occasion, d'ateliers de carrosserie, de services de dépannage, d'ateliers de reconstruction de transmissions automatiques et d'entreprises du même genre.

Typiquement, le détaillant d'essence représenté par la NATA est un détaillant, propriétaire ou locataire de sa station, qui offre des services complets et qui, outre qu'il achète de l'essence de son franchiseur/fournisseur pour la revendre sous l'enseigne d'une grande société pétrolière, exploite un poste de réparation ou plus. Nombre d'exploitants de ces stations-service «traditionnelles» ont témoigné devant la Commission. En outre, la NATA a soumis un premier exposé au début des audiences de la Commission et une longue argumentation détaillée lorsque celles-ci ont pris fin.

La NATA et les détaillants d'essence qu'elle représente reprochent surtout au mode de commercialisation de l'essence au Canada le préjudice

que leur cause le fait d'être tenus d'acheter leur essence au prix livré au camion-citerne[2], lequel est un «prix de gros artificiellement gonflé» et non «un prix de gros réaliste ou véritable». NATA a déclaré devant la Commission que ses membres entrent en effet en concurrence avec des libres-services et des stations distributrices d'une marque secondaire, dont les fournisseurs sont les propriétaires-exploitants, et avec des revendeurs indépendants qui distribuent une «marque privée». Or, aucun d'entre eux n'est assujetti au prix au camion-citerne et tous, pour une raison ou une autre, paient un prix de cession interne ou de gros moins élevé.

Les détaillants du réseau des producteurs avaient d'autres plaintes à l'égard de ce qu'ils jugeaient être le contrôle excessif exercé sur le marché du détail et, en particulier, de la fixation des prix de détail, par les sociétés pétrolières verticalement intégrées. La NATA soutient que l'intégration verticale s'est beaucoup développée en aval sous l'impulsion des efforts déployés par les grandes sociétés pétrolières en vue de rendre l'industrie «imperméable» aux problèmes qu'elle devait affronter de temps à autre, et que cette intégration a «nécessairement eu des conséquences anticoncurrentielles». Comme elle le précise dans son argumentation finale:

> Dans la situation actuelle, il n'existe pas de prix de gros significatif ni de statut significatif d'entreprise indépendante, que ce soit pour les détaillants du réseau des producteurs, les détaillants locataires ou les revendeurs indépendants. Ces derniers font face aux mêmes mécanismes de contrôle que les détaillants du réseau des producteurs. Les contrats sont arbitrairement résiliés, et le soutien des prix s'exerce de façon tout à fait fantaisiste. Dans la pratique, seuls restent viables les revendeurs indépendants qui ont un chiffre d'affaires plus important et qui exploitent de nombreux points de vente. Les débouchés qui échappent à cette règle constituent l'exception qui la confirme. Ce sont les points de vente à marges garanties dont les propriétaires se bornent à glaner les profits découlant de la propriété du bien immeuble et ne prennent aucunement part à la commercialisation de l'essence.

La NATA a soumis à la Commission plusieurs recommandations visant à régler les problèmes tels qu'elle les percevait et à obtenir «des prix plus justes et plus stables au niveau du détail». Elle a d'abord recommandé qu'on impose à l'industrie un «divorce fonctionnel» en vertu duquel le raffineur, tout en étant autorisé à posséder des points de vente d'essence au détail, ne pourrait ni exploiter ni contrôler directement, indirectement ou conformément à un contrat d'agence ou de gérance, un point de vente dont il est le fournisseur. L'Association a par ailleurs proposé qu'on accorde au détaillant du réseau des producteurs un droit de préemption s'il arrive que «sa» station-service soit mise en vente par son fournisseur.

---

2. Le prix au camion-citerne est le prix de gros livré aux détaillants de marque principale.

L'Association a ensuite proposé qu'un «prix départ raffinerie» soit imposé aux raffineurs. Cette mesure, au cours d'une même journée, obligerait chaque raffineur à demander à tous ses clients le même prix affiché pour chacun de ses produits et services, quel que soit le volume ou la catégorie des échanges. Aucun autre prix de gros, prix au camion-citerne ou prix de cession interne n'existerait. Ce prix s'appliquerait aux produits pétroliers dont le client prend livraison à la raffinerie du fournisseur ou à son terminal de chargement en vrac. Les frais pour les produits ou services additionnels, y compris les frais de publicité et de livraison, seraient déterminés et payés séparément.

A titre de solution de rechange à la fixation d'un prix départ raffinerie uniforme, la NATA avait, dans son exposé préliminaire devant la Commission, vivement recommandé qu'on renforce l'interdiction d'établir une distinction au niveau des prix mentionnés à l'article 34 (1)a) de la *Loi relative aux enquêtes sur les coalitions* de manière à établir clairement que la distribution en gros de l'essence, «de marque» ou non, serait considérée comme la distribution de produits «de qualité similaire» au sens où l'entend l'article 34(1)a), exigeant ainsi que le même prix soit facturé à des détaillants concurrents lorsque les volumes acquis sont les mêmes. Les ventes en consignation seraient également interdites.

La NATA a aussi proposé l'adoption d'une *Charte des droits du détaillant* qui, contrairement aux lignes directrices volontaires sur les baux des stations-service actuellement en vigueur en Alberta, en Colombie-Britannique et en Ontario, prévoirait une protection applicable en vertu d'une loi contre la résiliation unilatérale des baux, leur non-renouvellement, la transformation des emplacements et l'augmentation des loyers. La Commission est d'avis que le champ de son mandat ne s'étend pas aux questions que soulève cette proposition.

6. L'Association des distributeurs d'essence du Québec

L'Association des distributeurs d'essence du Québec (ADEQ), association récemment créée et regroupant certains détaillants d'essence du Québec locataires d'une station, a présenté un exposé général à la Commission. L'ADEQ est d'avis que sous le rapport des profits, ses membres souffrent injustement de l'exploitation directe des libres-services par les raffineurs, du fait d'avoir à payer l'essence au moment où elle leur est livrée plutôt qu'au moment où ils la revendent (ce qui les obligent à financer l'essence stockée dans les réservoirs souterrains et à payer celle qui s'évapore avant qu'elle ne soit vendue au détail), de l'insécurité à laquelle les expose la mise en location des stations par les sociétés pétrolières, de l'obligation de payer les frais

d'entretien du matériel et ceux qu'entraîne l'utilisation des cartes de crédit, de l'imposition par les sociétés pétrolières propriétaires d'heures d'ouverture et de prix différents à des stations différentes, et de l'assujettissement à des loyers trop élevés, particulièrement lorsqu'il s'agit de stations au débit modeste. En outre, l'ADEQ croit que ses membres devraient être autorisés à négocier la fixation de leur marge de détail avec leurs fournisseurs, ainsi qu'à restreindre l'implantation de nouveaux détaillants d'essence sur leurs marchés.

L'ADEQ a proposé une série de mesures correctives qui, selon elle, répondraient aux préoccupations de ses membres. Voici les recommandations qu'elle a présentées à la Commission: qu'il soit interdit aux raffineurs de vendre leurs produits au détail, que les propriétaires de stations-service ne soient tenus de payer pour l'essence qui leur est fournie qu'au moment où ils la revendent, que les frais de crédit soient interdits, que les frais d'entretien du matériel des stations-service louées soient payés par les sociétés pétrolières propriétaires, que les locataires vendant moins de 300 000 gallons d'essence par année ne soient pas tenus de payer un loyer et, si leur volume de vente devait dépasser ce seuil, que ce loyer soit limité grâce à une formule liée aux profits, qu'une meilleure protection soit accordée contre la résiliation et le non-renouvellement des baux, que les raffineurs soient tenus de fixer des prix uniformes pour tous les détaillants et que ces derniers soient autorisés à déterminer leurs propres heures d'ouverture et puissent contrôler la délivrance de permis d'exploitation aux détaillants qui veulent prendre place sur leurs marchés.

Les propositions relatives aux conditions régissant les rapports entre les locataires et les propriétaires traitent de sujets analogues à ceux qui sont abordés dans la *Charte des droits du détaillant* proposée par la NATA, et ne sont pas non plus comprises dans le champ du mandat de la Commission. Il faut toutefois bien comprendre que le fait qu'une question ne soit pas visée par le mandat de la Commission ne reflète en rien une opinion de la Commission sur le bien-fondé des plaintes ou propositions formulées.

Certaines des autres propositions contenues dans l'exposé de l'ADEQ pourraient avoir des répercussions générales sur la concurrence et sont abordées plus loin.

7. Les points de vue des gouvernements

Bien que la Commission ait expressément invité à soumettre des exposés toutes les administrations provinciales et tous les organismes fédéraux qui pouvaient être particulièrement intéressés à le faire, seule la Saskatchewan a,

à titre de gouvernement du jour, répondu à son invitation. L'exposé en question a été présenté, tant de vive voix que par écrit, par le ministre de la Consommation et des Affaires commerciales de cette province durant les premiers mois de 1982.

Quoiqu'il ait paru douteux au gouvernement de la Saskatchewan que les préoccupations du Directeur concernant la fixation des prix du pétrole brut de 1958 à 1973 soient encore valables à l'heure actuelle, cette province a, de façon générale, appuyé les mesures rectificatives que le Directeur proposait dans son Livre vert sous réserve que la Commission juge, après audition de l'ensemble de la preuve, que les conclusions et les analyses du Directeur étaient justifiées. Elle n'a pas précisé si elle-même estimait justifiées ces conclusions ou ces analyses.

Le gouvernement de la Saskatchewan a invité la Commission à examiner deux domaines qui lui causaient certaines inquiétudes. Il s'inquiétait d'abord de l'inégalité des pouvoirs de négociation entre les raffineurs et les détaillants d'essence qu'ils approvisionnent. Il a tout particulièrement souligné que, selon lui, aucune distinction ne devrait être établie à l'égard des points de vente au détail exploités par des raffineurs, par des locataires ou par des revendeurs indépendants ou autres. Il s'inquiétait aussi des écarts entre les coûts et les prix de l'essence qu'on observait d'une localité à l'autre.

Le gouvernement a également manifesté son appui à l'égard du renforcement général des lois sur la concurrence en vigueur au Canada et, en particulier, des propositions visant à dépénaliser la législation sur la concurrence de manière que des mesures correctives puissent être prises sans qu'on soit obligé de respecter l'exigeante norme de preuve applicable au droit criminel.

8. Les réactions des sociétés pétrolières intégrées

Les sociétés pétrolières intégrées ont surtout réagi aux allégations, arguments et recommandations du Directeur, mais elles ont aussi jugé bon d'exprimer leur avis sur certaines recommandations venues d'ailleurs.

La réaction initiale des grandes sociétés pétrolières intégrées au Livre vert a été exprimée dans l'exposition des faits qu'elles ont donnée au début des audiences de la Commission. Chacune de ces sociétés a tout simplement nié la validité des critiques du Directeur, que celles-ci se rapportent à des événements passés ou à la situation actuelle. Elles ont mis en doute la valeur de son analyse et se sont dites outrées par le ton accusateur du Livre vert, ainsi que par son mode de publication et de diffusion.

Chacune des grandes sociétés pétrolières intégrées a présenté de nombreuses preuves à chacune des étapes de l'enquête, que ce soit au moyen d'exposés écrits ou par les dépositions de témoins experts en la matière. Chaque preuve des sociétés, qui, à chaque phase des audiences, a été présentée après celle du Directeur, a dépeint l'origine et le caractère de l'intervention de la société dans le secteur considéré et a opposé aux allégations du Directeur l'interprétation que la société leur donnait alors.

A la fin des audiences, et après avoir étudié la longue argumentation finale du Directeur et ses recommandations non moins nombreuses, chaque société pétrolière intégrée a, à son tour, longuement exposé son point de vue. Le Directeur a eu l'occasion de répondre aux arguments avancés et il s'en est prévalu.

En général, les sociétés pétrolières prétendent toutes que le Directeur n'a fait qu'une analyse superficielle de la situation et qu'il a manqué totalement d'objectivité. Selon elles, bon nombre des allégations du Directeur sont faussées à la base parce que celui-ci n'a pas vraiment compris les preuves, qu'il ne s'est pas appuyé sur de telles preuves ou qu'il les a utilisées délibérément à tort. Chacune des sociétés a catégoriquement nié qu'elle ait jamais été mêlée à une action concertée dans un secteur quelconque de l'industrie pétrolière.

En ce qui a trait au secteur international, les *Majors* ont allégué que les quelques faits sur lesquels on pouvait s'appuyer démontraient qu'elles avaient payé leur brut à sa «juste valeur marchande» ou à des prix qui correspondaient raisonnablement aux prix de cession aux tiers, et que rien ne permettait de croire à un surcoût puisque personne ne pouvait prouver que, pour des transactions analogues, elles aient été assujetties à des prix généralement supérieurs aux prix de cession. Elles ont soutenu qu'en affirmant qu'elles avaient payé des prix exagérément élevés pour se ravitailler en brut auprès de leurs sociétés associées, le Directeur s'était appuyé sur des calculs théoriques, de fausses hypothèses ou de vues de l'esprit, et qu'il avait tiré des conclusions injustifiées des preuves réunies. Elles ont de surcroît prétendu que les contrats à long terme qui les liaient à leurs sociétés associées leur avaient procuré une stabilité d'approvisionnement et une souplesse qu'elles n'auraient pas trouvées en effectuant la majeure partie de leurs achats sur le marché du disponible.

La société Ultramar Canada Inc. a allégué que les inquiétudes du Directeur en ce qui concerne les prix de cession internationaux n'avaient plus de raison d'être puisque «les marchés mondiaux ne sont plus dominés par une poignée de grandes sociétés pétrolières internationales ayant des intérêts communs».

Pour réfuter les vues du Directeur concernant les ententes d'approvisionnement conclues entre raffineurs, les sociétés pétrolières ont avancé que la taille même de leur commerce de distribution et de leurs investissements dans le secteur du raffinage rendaient ces ententes nécessaires. Selon elles, le Directeur n'avait pas évalué correctement la nature de leur besoin de faire bénéficier leur vaste réseau commercial de sources d'approvisionnement sûres, ni le fait que ces ententes leur permettaient d'utiliser plus efficacement leur capacité de raffinage et, par conséquent, de réduire leurs coûts. Elles ont souligné que l'existence d'ententes réciproques ou interdépendantes en matière d'approvisionnement en produits pétroliers assure à longue échéance une plus grande sécurité de cet approvisionnement et contribue ainsi à l'utilisation efficace de la capacité de raffinage. Elles ont en outre nié que les accords d'approvisionnement réciproques ou autres liant certains raffineurs contrecarrent ou aient contrecarré en aucune façon la distribution des produits pétroliers aux revendeurs non intégrés, alléguant au contraire que ces accords favorisaient la concurrence en élargissant la gamme des sources d'approvisionnement en produits pétroliers accessibles aux revendeurs des régions où ces échanges s'effectuent. A l'allégation du Directeur voulant que des échanges non nécessaires et anticoncurrentiels de renseignements ont, ou aient eu, lieu pour faciliter la négociation ou l'application des accords d'approvisionnement en produits pétroliers, les raffineurs, comme le formulait Impériale, ont rétorqué qu'«il est pour ainsi dire inconcevable, et certainement indémontrable, qu'une société quelconque ait divulgué à un concurrent l'essentiel, et encore moins les détails, de sa politique et de ses plans».

Les *Majors* ont prétendu que l'analyse du Directeur portant sur le secteur de la commercialisation était par trop simpliste puisqu'elle prétendait mesurer l'«efficacité» ou le rendement optimal par le chiffre d'affaires de chaque station-service, sans tenir compte de la complexité et de l'évolution constante de la demande. C'est pour cette raison, entre autres, que le Directeur a, selon elles, qualifié d'abus de position dominante ce qui était, en réalité, une vive concurrence et qu'il a mal compris le but des marques secondaires, marques destinées, ont-elles dit, à répondre aux besoins d'«une clientèle plus avertie en matière de prix». Elles ont aussi affirmé que le Directeur se montrait peu réaliste dans son analyse des guerres de prix et des restaurations de prix et qu'il ne parvenait pas, en conséquence, à comprendre le but et l'effet des programmes de soutien des détaillants, lesquels, ont-elles précisé, visaient à aider financièrement les détaillants à survivre, aux dépens des raffineurs, pendant des périodes où la concurrence par les prix se révélait particulièrement intense sur les marchés de détail. En outre, du point de vue des *Majors*, il suffisait d'analyser les statistiques des ventes réelles et d'autres éléments de preuve pour être en mesure de réfuter les allégations de discrimination au niveau des prix.

Globalement, les grandes sociétés pétrolières intégrées ont prétendu que les parts de marché ou la concentration dans le marché ne constituaient pas des indicateurs très fiables de l'influence exercée sur le marché du commerce de détail, que ce secteur avait évolué et continuait d'évoluer, que des concurrents vigoureux s'intégraient régulièrement à l'industrie pétrolière et que les revendeurs indépendants continuaient de faire de bonnes affaires. Elles ont affirmé que l'industrie pétrolière a toujours rendu de fiers services au Canada et qu'il ne s'imposait pas d'apporter des modifications au fonctionnement des divers marchés.

La thèse avancée par Ultramar Canada Inc., société intégrée d'envergure régionale, différait de celles des autres sociétés pétrolières internationales sur un point précis puisqu'elle a reconnu «partager certaines des inquiétudes du Directeur à propos de la situation concurrentielle dans le secteur aval de l'industrie pétrolière». La société estimait cependant que les correctifs que proposait le Directeur à l'égard du secteur d'activités en aval ne feraient que renforcer le statu quo. Ultramar croyait, en particulier, que les propositions du Directeur relatives aux ententes sur les échanges nuiraient davantage aux raffineurs régionaux qu'aux sociétés exploitant des raffineries dans plus d'une région du Canada et qu'elles contribueraient à affermir encore plus la position des grandes sociétés intégrées d'envergure nationale. A son point de vue, «la pratique la plus anticoncurrentielle qui avait actuellement cours était celle de la commercialisation occulte qui, par le truchement d'"indépendants' assujettis à leur contrôle permettait aux *Majors* d'"employer' une stratégie de vente à perte». Ultramar était d'avis que l'absorption des pertes subies en aval au moyen des profits réalisés en amont favorisait cette pratique et que «pour s'attaquer le plus efficacement aux problèmes soulevés par le Directeur, il faudrait dissocier complètement les secteurs du raffinage et de la commercialisation des activités d'amont». C'est la solution à laquelle Ultramar adhérait elle-même.

9. Des événements plus récents

Une fois terminées les principales audiences de la Commission et la présentation d'argumentations écrites détaillées par toutes les parties intéressées, certains événements sont survenus qui ont entraîné la réouverture des audiences et la présentation de preuves et d'argumentations supplémentaires en 1985 et au début de 1986. Le premier de ces événements a été l'adoption, effective ou imminente, par certains raffineurs de ce qui apparaissait comme un type fondamentalement nouveau de prix de gros (appelés prix «rampe de chargement») qui auraient des répercussions sur certaines des questions les plus litigieuses relatives au secteur de la commercialisation. En deuxième lieu, Petro-Canada a acheté les actifs de

raffinage et de commercialisation de Gulf à l'ouest du Québec. Troisièmement, Ultramar a acheté les actifs de Gulf à l'est de l'Ontario ce qui, de concert avec certaines dimensions de l'achat antérieur par Petro-Canada semblait vouer à la fermeture la raffinerie de Gulf à Montréal et soulevait certaines questions au sujet de l'équilibre de l'offre et de la demande de produits pétroliers au Québec: le ministre de la Consommation et des Corporations a donc demandé à la Commission de tenir compte de ces événements dans son rapport. La Commission a reçu des preuves et des argumentations sur chacun de ces trois sujets importants et les examine dans le présent Rapport.

10. Un aperçu de ce qui suit

La partie B du présent Rapport porte sur les allégations du Directeur voulant que les Canadiens aient été surfacturés par les grandes sociétés pétrolières canadiennes de 1958 à 1973. La partie C porte sur le événements récents survenus dans l'industrie du pétrole et sur les questions actuelles de concurrence. La partie D présente les conclusions et les recommandations des membres de la Commission.

Certaines des questions étudiées dans ce Rapport font aussi l'objet, dans une certaine mesure, du projet de loi C-91 qui a été introduit au Parlement en décembre 1985 pour modifier la *Loi relative aux enquêtes sur les coalitions*. La Commission a tenté d'établir, lorsqu'il était convenable de le faire, un rapport entre les constatations de son enquête et les solutions proposées et les modifications législatives proposées dans le projet de loi C-91.

IV

Conclusions et recommandations

1. Introduction

Dans les pages qui suivent, certaines des conclusions énoncées par la Commission découlent d'une analyse présentée dans certains chapitres précis; d'autres ont trait à des questions traitées dans plusieurs chapitres. Les conclusions et recommandations constituent l'aboutissement de l'enquête sur l'industrie pétrolière au Canada qui a pris fin en ce jour de mai 1986 où la Commission a mis le point final à son Rapport.

Nous nous penchons tout d'abord sur certaines allégations et critiques, à caractère avant tout historique, contenues dans le Livre vert. Suivent les conclusions relatives aux questions d'actualité et, après, les recommandations de la Commission.

On trouvera dans le ou les chapitres pertinents les analyses qui étayent les conclusions. Nous reprenons cependant ici l'essentiel des arguments qui sous-tendent les recommandations.

La Commission estime que les gouvernements, les législateurs et le public devraient examiner, avec autant d'attention que les recommandations elles-mêmes, plusieurs des conclusions puisque ces groupes, individuellement ou collectivement, auront peut-être à agir pour améliorer le fonctionnement des marchés dans les situations décrites.

2. Les conclusions portant sur les allégations et les questions à caractère historique

Les commissaires ont rédigé des opinions distinctes au sujet des allégations, présentées dans le Livre vert, portant sur les coûts exagérément élevés répercutés sur les consommateurs canadiens par les grandes sociétés pétrolières de 1958 à 1973; dans certains cas cependant, la divergence d'opinion est minime et relève davantage de l'interprétation. Les deux commissaires s'entendent sur toutes les autres conclusions et recommmanda-

tions du Rapport mais leurs évaluations des allégations historiques de coûts exagérément élevés présentées dans le Livre vert différaient quelque peu et c'est pourquoi nous les présentons individuellement ci-dessous.

(a) L'allégation relative aux coûts exagérément élevés

(i) Le point de vue du Président

Les allégations du Livre vert voulant que les grandes sociétés pétrolières aient, de propos délibéré, assujetti les consommateurs canadiens à des prix exagérément élevés, s'adonnant ainsi à ce que les journalistes de l'époque ont assez imprudemment qualifié de «vol organisé», doivent être étudiées sous deux angles distincts — dont aucun ne saurait étonner les parties qui ont participé aux audiences. Il faut d'abord déterminer si le Directeur a prouvé ces allégations à la satisfaction de la Commission. Il convient ensuite de se demander si les preuves utilisées à l'époque s'appliquent toujours au marché et à l'intérêt public.

En réponse à la première de ces questions, j'estime que le Directeur n'a pas réussi à fonder les allégations du Livre vert. La question des «surcoûts» mise à part, le Directeur n'a apporté aucune preuve au cours des audiences qui aurait pu corroborer la prétendue répercussion sur les consommateurs de ces coûts exagérément élevés. Quant à établir l'existence même de ces surcoûts, il nous a fallu examiner chacun des domaines où le Directeur prétendait les avoir identifiés.

La première allégation voulait que les filiales canadiennes des *Majors* aient payé beaucoup trop cher le brut importé. Cette question comporte une dimension fiscale sur laquelle Revenu Canada s'est penché avec plus ou moins de bonheur. Les efforts d'optimisation des profits déployés par les sociétés mères américaines constituaient des réactions légitimes tant qu'ils ne contrevenaient pas aux lois canadiennes en matière fiscale et autres. Revenu Canada a tâché, et tâche toujours, de suivre l'évolution des prix de cession interne pratiqués par ces sociétés afin de protéger les intérêts du fisc canadien. Toutefois, les insuffisances de ce Ministère en matière d'effectifs et de savoir-faire ont pu jouer en faveur des *Majors*. Bien que cette question ne touche qu'indirectement le domaine de la concurrence, nous en faisons mention plus loin dans ce chapitre dans la mesure où elle revêt toujours un caractère d'actualité.

On pourrait analyser l'autre aspect qui touche à l'intérêt public en déterminant s'il était possible d'obtenir sur le marché mondial du brut à des prix plus favorables que ceux pratiqués à l'intérieur du circuit de distribution

des grandes sociétés pétrolières et de leurs filiales. L'analyse présentée au chapitre VII laisse entendre qu'il a peut-être été possible d'obtenir du brut moins cher en quantités limitées. Cela ne veut toutefois rien dire, à mon avis, puisque les fililales canadiennes opérant dans cette industrie n'avaient ni les ressources ni l'autonomie de leurs sociétés mères pour mettre à profit de telles occasions. Leur doctrine commerciale les obligeait à transiger, ce qui les incitait à acheter leur brut de leurs sociétés mères et à utiliser leurs moyens de transport.

Je ne veux tout de même pas laisser entendre par là que les p.d.g. des filiales canadiennes, ou peut-être leur conseil d'administration, n'ont pas agi dans l'intérêt des filiales ou des actionnaires minoritaires. Comme je l'ai indiqué au paragraphe précédent, certains témoins ont déclaré que la sécurité des approvisionnements et la possibilité d'utiliser le réseau de transport des sociétés affiliées pesaient plus lourd dans la balance qu'un achat éventuel de brut moins cher. En dernière analyse cependant, et malgré certaines tentatives intermittentes de magasiner, elles ne semblent avoir joui ni de la marge de manoeuvre nécessaire pour poursuivre un tel objectif ni d'un ensemble bien défini de solutions de rechange.

Exception faite des efforts de Revenu Canada et d'un relevé plutôt superficiel effectué par l'Office national de l'énergie en 1972, le gouvernement canadien ne semble pas avoir tenté de modifier ces pratiques. Cela tient peut-être au fait que, de 1958 à 1973, les consommateurs n'ont pas exercé beaucoup de pressions, en raison du prix relativement peu élevé de l'essence et du mazout. Quoiqu'il en soit, il est faux de prétendre que les *Majors* se soient rendues «coupables» de surfacturer les consommateurs dans le cadre de leur politique d'établissement des prix du brut. Toutefois, comme nous venons de le voir, les sociétés mères exerçaient une forte emprise sur leurs filiales canadiennes qui obligeait celles-ci à s'approvisionner normalement auprès des sociétés associées. Il importe donc de nous demander quelle leçon notre pays peut tirer de tout cela maintenant que la déréglementation est à l'honneur et que le marché regorge de brut, du moins temporairement. Il est clair que les avantages de la libéralisation des échanges et de la mondialisation des prix peuvent être sapés par le contrôle que les sociétés mères exercent sur leurs filiales dans le secteur pétrolier ou, à vrai dire, dans toute autre branche d'activité économique au Canada sensible aux répercussions d'une libéralisation des échanges avec les États-Unis, qui défraie tellement la chronique aujourd'hui. Il est, certes, essentiel pour l'industrie pétrolière canadienne et pour les marchés canadiens qu'aucune entrave au libre échange de brut ou de produit ou aux prix pratiqués sur le marché pour ces marchandises ne soit créée par les décisions de la société mère.

Les allégations de coûts exagérément élevés qu'a formulées le Directeur évoquent, en second lieu, la possibilité que les *Majors* aient manipulé la Politique pétrolière nationale (PPN) au cours des années 1960 et au début des années 1970, et que les consommateurs aient par conséquent été surfacturés dans certaines régions du pays. A mon avis, les opinions exprimées dans le Livre vert sont le fruit de conclusions économiques à caractère théorique qui ne tiennent pas compte des grandes questions de politique générale. La Politique pétrolière prévoyait nettement des prix du brut plus élevés dans les régions du Canada qui devaient substituer le brut importé au brut canadien. J'adhère, dans l'ensemble, à l'analyse de la PPN présentée au chapitre VI, mais j'estime que le Directeur avait tout à fait tort de tenter de rendre les grandes sociétés pétrolières responsables des coûts et des prix plus élevés qui auraient pu avoir cours en Ontario, à l'ouest de la ligne de démarcation de la PPN. De surcroît, l'argumentation du Directeur relative à la PPN, aussi imparfaite soit-elle à mon avis, ne correspond nullement à la situation actuelle. A la différence du Programme énergétique national des années 1980, la Politique pétrolière nationale a reçu l'appui des deux partis qui se sont succédés au pouvoir au cours des années 1960 et au début des années 1970; comme toute autre politique nationale, ses coûts et ses avantages ont varié selon les régions du Canada.

Enfin, les allégations de coûts exagérément élevés ont porté sur la distribution de l'essence. Pour les raisons énoncées au chapitre V, le bien-fondé de ces allégations n'a pas non plus été établi.

L'apport le plus important que la Commission puisse faire consiste dans son *évaluation de l'état de la concurrence sur le marché canadien aujourd'hui et ses recommandations à ce sujet*. C'est ce qui a été fait et nos conclusions et recommandations communes ont été formulées en conséquence. Toutefois, compte tenu de la gravité des allégations du Livre vert au sujet des coûts exagérément élevés et de la réaction des médias à l'époque, il m'a semblé primordial de tirer les choses au clair en me fondant sur mon évaluation des preuves et des argumentations présentées à la Commission au cours des nombreuses audiences consacrées à cette question en raison des allégations présentées par le Directeur dans son Livre vert.

Le Directeur s'est mépris en prétendant que les consommateurs canadiens ont payé des prix exagérément élevés de 1958 à 1973 par suite du comportement des grandes sociétés pétrolières. Aucune preuve déposée devant la Commission n'indique que les sociétés pétrolières canadiennes aient surfacturé les consommateurs de 12 milliards de dollars ou, qui plus est, que quelque surcoût mesurable que ce soit ait été répercuté à un degré significatif sur les consommateurs entre 1958 et 1973. Le Directeur aurait été bien mieux avisé de s'attacher plutôt à l'examen des pratiques actuellement en

cours dans l'industrie, d'autant plus que cela aurait permis d'abréger considérablement l'enquête.

(ii) Le point de vue de M. Roseman

Pour les raisons énoncées aux chapitres IV à VII, j'en suis venu aux conclusions suivantes au sujet des allégations du Livre vert voulant que les sociétés aient encouru des coûts exagérément élevés qui ont été répercutés sur les consommateurs:

(aa) Au sujet de l'importation du brut:

- Il y a eu surcoût.
- Il est impossible de calculer de manière responsable l'ampleur de ces surcoûts; le Livre vert les a exagérés.
- Il n'y a aucune preuve directe de l'existence d'une répercussion de coûts. Dans la mesure où il y aurait peut-être eu répercussion, celle-ci aurait probablement existé pour les consommateurs sous la forme d'une augmentation des prix de l'essence et par suite d'un mauvais fonctionnement des marchés canadiens.

(bb) Au sujet de la PPN:

- Il n'y a pas eu de surcoût attribuable au comportement des sociétés pétrolières. Toute augmentation des coûts découlait directement, et de manière prévisible, de la politique d'État.
- Quoiqu'il en soit, les surcoûts calculés dans le Livre vert étaient considérablement exagérés.
- La plupart des surcoûts occasionnés par les restrictions gouvernementales imposées par la PPN ont été répercutés sur les consommateurs de l'Ontario à l'ouest de la ligne de démarcation de la PPN.

(cc) Au sujet des prétendues insuffisances en matière de commercialisation:

- Les difficultés conceptuelles occasionnées par une tentative de calculer, et même d'identifier, tout surcoût ou répercussion dans ce domaine sont d'une telle ampleur qu'une analyse effectuée en fonction de la surfacturation n'est ni utile ni éclairante. Il s'agit de toute façon d'un cadre très étroit et très statique, d'autant plus que la question essentielle porte sur la vitesse et la nature de l'adaptation de l'industrie sur divers marchés et sur une longue période. Les questions sous-jacentes appellent une analyse plus complexe et plus réfléchie.

(dd) Au sujet des produits importés:

- Il y a eu surcoût dans la mesure où l'on a importé des produits en raison du prix inutilement élevé du brut importé. Ces raisons ont probablement été à la source de certaines importations, mais on ignore l'ampleur du phénomène.
- Par conséquent, il est impossible de calculer de manière responsable l'ampleur des surcoûts; il ne fait cependant aucun doute que le Livre vert les a exagérés.
- Dans la mesure où ils ont existé, les surcoûts ont été répercutés, avant tout sur les consommateurs à l'est de la ligne de démarcation de la PPN.

(b) L'allégation relative à «l'harmonisation»

La Commission n'a relevé **aucune preuve de collusion dans quelque secteur de l'industrie que ce soit.** Bien qu'au sens strict, le Directeur n'ait pas accusé les sociétés directement de collusion, certaines des affirmations présentées dans le Livre vert sous-entendent une telle possibilité; par souci d'équité, la Commission tient à exprimer sans équivoque son opinion à cet égard.

3. Les conclusions relatives aux années postérieures à 1973

(a) La production de brut indigène et les pipelines

La Commission n'estime pas nécessaire que le gouvernement prenne des mesures supplémentaires à l'égard de la production de brut indigène ou des pipelines.

Parmi les correctifs qu'il proposait dans son Livre vert, le Directeur avait réclamé une réglementation plus stricte des pipelines, ainsi que la modification de la politique de l'Alberta Petroleum Marketing Commission (APMC). Or, l'un et l'autre de ces correctifs font partie de la réalité de 1986. Tous les aspects de l'exploitation des pipelines, y compris les tarifs, sont aujourd'hui réglementés. L'APMC vend moins du tiers de la production totale de brut léger en Alberta et doit faire face aux conditions du marché comme n'importe quel autre vendeur. Les acheteurs disposent de nombreuses sources d'approvisionnement. Aujourd'hui, par suite de la déréglementation, les prix du brut indigène sont déterminés en grande partie par les tendances concurrentielles des marchés de Chicago et de Montréal où ils doivent concurrencer les prix du pétrole étranger.

Le Directeur n'a pas réitéré les recommandations du Livre vert au sujet de la production de brut indigène; la Commission note en outre que la déréglementation, en 1985, des prix du brut indigène en a, à tout le moins, facilité l'accès aux utilisateurs éventuels.

Le Directeur n'a pas non plus repris les recommandations du Livre vert au sujet du dessaisissement des pipelines ou de leur réglementation.

De l'avis de la Commission, les réglements en place suffisent pour régler les éventuels problèmes de profits excédentaires ainsi que d'accès et de recours aux pipelines qui pourraient surgir en raison de la forte concentration, inévitable dans ce secteur.

(b) L'importation de pétrole brut après 1973

Exception faite de certaines transactions décrites au chapitre IX, aucune preuve n'indique que les sociétés ont acheté, après 1973, le brut importé au Canada à des prix plus élevés que les prix de cession interne.

De 1973 à 1980, la majeure partie du commerce du brut à l'échelle internationale et des importations au Canada se faisait au prix officiel fixé par l'État (POFE) de chacun des pays producteurs. Ces prix étaient égaux ou inférieurs à la moyenne des prix facturés dans les transactions entre tiers. Par la suite, pendant environ une année, les prix à terme, une fois corrigés de diverses concessions autres que les prix, ont dépassé les POFE.

La baisse des prix du pétrole brut depuis 1981, leur dégringolade depuis quelques mois et la récente déréglementation des prix du brut au Canada ont donné lieu à une situation qui, tout comme au cours des années 1960, oblige les entreprises à magasiner prudemment afin de minimiser leurs coûts au chapitre de l'achat de brut. Cela n'est cependant pas chose facile, compte tenu de l'instabilité des prix. Il est évidemment encore plus difficile pour les organes gouvernementaux, à titre de parties étrangères aux transactions, d'évaluer le rendement des entreprises en matière d'achat; les prix de cession du brut importé deviennent source de préoccupation, compte tenu de l'importance de l'«option importation», en ce qui a trait à la fois au brut et aux produits. Il reste que l'énorme croissance du marché des tiers et du volume des transactions au jour le jour facilite le travail des pouvoirs publics (et des entreprises elles-mêmes). La mise au point par Revenu Canada de méthodes précises de contrôle des prix et de l'ampleur relative des divers types de transactions entre tiers devrait permettre aux autorités fiscales, si on leur en donne les moyens, d'établir des normes relatives à la juste valeur marchande des divers types de brut importés au Canada.

(c) Le secteur du raffinage

La nature et la portée des accords d'approvisionnement entre raffineurs, y compris le degré élevé de réciprocité et la durée prolongée de certains des accords, ne donnent pas lieu à des problèmes de concurrence qui appellent des interdictions générales ou des approbations préalables.

Les accords d'approvisionnement entre raffineurs, peu importe qu'ils soient de longue durée et réciproques, facilitent l'adaptation structurelle du secteur du raffinage pour lui permettre de réagir aux nouvelles pressions et de tirer parti des nouvelles occasions. Ils peuvent réduire le risque et les coûts que comporte l'augmentation ou la réduction de la capacité de production ou, en d'autres mots, favoriser tant l'implantation que le retrait.

Néanmoins, l'ampleur et le risque des investissements dans le raffinage augmentent, ce qui accentue la tendance à opter pour les entreprises en coparticipation dans le cas de certains investissements dans ce domaine. La Commission s'inquiète que le projet de loi C-91 ne confère pas au Tribunal de la concurrence des moyens suffisants pour examiner les accords à long terme entre raffineurs comportant de grandes quantités, accords qui pourraient réduire l'approvisionnement ou le nombre de fournisseurs à tel point que l'affaiblissement subséquent de la concurrence nuirait à l'intérêt public. Nous recommandons une telle disposition ci-dessous.

A cette fin, on devrait signaler au Directeur tout accord d'approvisionnement de produits entre raffineurs d'une durée de plus de cinq ans, y compris les accords déjà en vigueur dont l'échéance surviendra dans plus de cinq ans.

Même si la préférence accordée aux ententes réciproques peut à l'occasion faire augmenter le coût d'implantation des raffineurs régionaux et accroître l'ampleur de l'intégration verticale, l'historique des implantations donne à croire que ces accords n'ont pas imposé d'entraves suffisantes pour justifier leur interdiction. L'amélioration de l'efficacité des autres parties à de tels accords compense les coûts supplémentaires d'implantation. De telles conclusions sont cependant beaucoup moins évidentes dans un environnement à croissance faible ou nulle.

Les preuves détaillées relatives à certains accords d'approvisionnement entre raffineurs révèlent sans équivoque que chacun ne conclut habituellement de telles ententes qu'afin de conserver et d'améliorer sa propre situation concurrentielle par rapport au reste de l'industrie, même si cela suppose l'amélioration concurrentielle de l'autre partie. Il se peut aussi que des entreprises qui ne sont pas partie à l'accord en profitent dans la mesure où celui-ci favorise une réduction de la capacité, comme cela peut survenir à l'occasion d'une fusion.

De tels accords ne sont pas de nature à consolider les parts du marché ou à nuire à l'approvisionnement des fournisseurs non intégrés, et tel n'est pas leur effet. Il importe cependant de distinguer les éléments essentiels de l'accord et les conditions accessoires que pourraient renfermer certains accords précis. Si un accord particulier entre raffineurs ou autres personnes devait restreindre de quelque façon que ce soit la distribution du produit faisant l'objet des approvisionnements, ou donner lieu à un partage du marché, ou limiter de quelque façon que ce soit l'approvisionnement ou les conditions d'approvisionnement de tiers, ou engager une des parties à limiter les approvisionnements, ou encore comporter tout autre type de mesures d'exclusion, les règles et procédures prévues par la *Loi relative aux enquêtes sur les coalitions* qui s'appliquent également à toutes les industries devraient permettre de remédier à la situation. La Commission présente cependant ci-dessous une recommandation au sujet de la nature de l'obligation d'approvisionner d'un fournisseur.

(d) De l'essence, c'est de l'essence

Les raffineurs canadiens produisent une essence de qualité uniformément élevée. En fait, les raffineurs vendent eux-mêmes, sous leurs propres marques, de l'essence raffinée par leurs concurrents. De même, les indépendants reçoivent la même essence de grande qualité des raffineurs canadiens.

En ce qui a trait à l'essence importée (tant les raffineurs que les indépendants importent jusqu'à un certain point), on ne connaît à toutes fins utiles aucun cas de livraison d'essence de qualité inférieure.

Nous n'avons pris connaissance d'aucune preuve d'écarts de qualité entre l'essence vendue aux consommateurs par les détaillants du réseau des producteurs et celle vendue par les indépendants ou détaillants de marque privée.

(e) Les fusions

Un certain nombre de fusions survenues dans les secteurs du raffinage et de la commercialisation ont accru la concentration et évincé des concurrents efficaces. Les dispositions relatives à la fusion proposées dans le projet de loi C-91 devraient permettre, à l'avenir, de régler comme il se doit de tels problèmes.

(f) L'intégration verticale et la commercialisation

(i) La Commission s'inquiète de la tendance observée depuis dix ans à la prise en charge par les raffineurs du pouvoir d'établir les prix à la pompe. Les accords d'approvisionnement en vertu desquels des raffineurs obtiennent une mainmise partielle ou complète sur les prix de détail des clients auxquels ils feraient autrement concurrence sur le marché de détail tendent à affaiblir la concurrence.

Selon la Commission, les programmes de soutien qui lient le montant de soutien accordé à des prix de détail particuliers (comme il en est le cas pour tous les programmes de soutien des marges bénéficiaires signalés dans la preuve) et qui sont répandus dans l'industrie vont à l'encontre de l'intérêt public. Également, le préjudice concurrentiel devient important lorsque les raffineurs et les détaillants concluent des ententes aux ramifications étendues sous forme d'accords d'agence visant des installations opérant ou non sous une marque de commerce.

(ii) Une comparaison des chiffres disponibles relatifs aux prix et des marges bénéficiaires obtenues par les détaillants d'essence de marque principale ainsi que par les revendeurs indépendants de mazout et d'essence ne permet pas d'ajouter foi aux allégations ou aux craintes voulant que les indépendants aient fait l'objet d'un resserrement abusif des marges bénéficiaires ces dernières années. Toutefois, il semble que les marges des plus petits distributeurs d'essence indépendants aient été fortement comprimées dans l'ensemble de la période allant de 1979 à 1983, période pour laquelle les renseignements sont disponibles.

(iii) Les écarts de prix entre les régions et entre les périodes sont dûs en grande partie à l'évolution de la situation concurrentielle qui a été causée, en partie, par le nombre de raffineries, le nombre et les genres de fournisseurs, le niveau de capacité de raffinage excédentaire et la disponibilité des importations. Au point de vue provincial, les différences dans la fiscalité ainsi que les autres interventions gouvernementales influent aussi sur les prix.

(iv) Il est difficile pour la Commission de concevoir une restriction du marché dans cette industrie qui ne nuirait pas, à notre avis, à l'intérêt public.

Il semble, par exemple, impossible de justifier le fait de traiter ou de livrer du produit à des seules fins d'exportation, en interdisant sa vente au Canada. De plus, les fournisseurs des revendeurs indépendants obligent parfois ces derniers, en vertu d'une disposition contractuelle, à revendre le produit uniquement dans leurs propres points de vente. Somme toute

et de la mise en oeuvre des mesures gouvernementales qui touchent cette industrie.

Cette industrie exerce une telle variété de répercussions sur l'«intérêt public», qu'il s'agisse des réserves de pétrole ou des marchés de détail des produits, et fait intervenir les gouvernements fédéral, provinciaux et municipaux à un point tel qu'on ne peut éviter un certain chevauchement ou même un certain conflit de politiques. Même au sein du gouvernement fédéral, les responsables des organismes qui veillent avant tout à garantir la sécurité globale des approvisionnements et ceux qui veillent tout d'abord au bon fonctionnement des marchés (dans l'hypothèse d'un approvisionnement global suffisant) ne semblent pas toujours s'entendre sur les priorités à établir dans les domaines où leurs politiques se chevauchent.

La politique d'État canadienne a certes toujours cherché à préserver la santé des marchés et la vigueur de la concurrence; pourtant, c'est un truisme que d'affirmer que la nature, la mise en oeuvre ou l'administration des programmes gouvernementaux peut souvent infliger autant de torts, de perturbations et de coûts importants et de longue durée au fonctionnement des marchés et à la population que tout comportement du secteur privé qui enfreint les lois relatives à la concurrence.

En ce qui a trait au secteur amont, on s'est inquiété au cours de l'enquête du tort, peut-être inutile, causé aux marchés par certains éléments du Programme d'indemnisation des importations pétrolières, par le contingentement imposé par la province de l'Alberta et par certaines facettes de la commercialisation du brut par l'Alberta Petroleum Marketing Commission dans le passé.

Dans le secteur de la vente au détail, la réglementation en vigueur en Nouvelle-Écosse et, dans une moindre mesure ces dernières années, à l'Île-du-Prince-Édouard ainsi que dans plusieurs municipalités de la Colombie-Britannique, limite l'implantation des libres-services, des postes d'essence offrant les services complets et de divers types de ventes mixtes privant ainsi les consommateurs de ces régions administratives de la possibilité de s'approvisionner à moindre coût comme les consommateurs du reste du Canada. De telles restrictions empêchent l'industrie de s'adapter pour répondre à la demande des consommateurs et de pratiquer les prix plus bas que rendent possibles la distribution de l'essence à moindre coût et les pressions de la concurrence. Les formes variées que revêt l'offre de produits pétroliers de par le pays, tant chez les indépendants que chez les entreprises intégrées, attestent la valeur de laisser chacun libre de répondre aux besoins des consommateurs comme il l'entend et de chercher toujours à attirer les clients en leur offrant ce qu'ils veulent.

Dans certains cas, ce sont des organismes bénévoles qui magasinent au nom des consommateurs membres et qui négocient des remises en leur nom. S'ils s'en donnent la peine, les particuliers peuvent aussi négocier les prix de ce qui s'avère l'une des principales dépenses des ménages.

(ix) **La viabililté et l'efficacité d'un secteur indépendant dans la vente au détail de l'essence (et du mazout) favorisent la santé des marchés canadiens grâce à la décentralisation des décisions relatives aux prix et à la mise en oeuvre de nouvelles stratégies en matière de concurrence.** Les trois conclusions suivantes, et les recommandations qui leur font pendant, visent un tel objectif.

(x) **En raison de l'inévitable concentration élevée du secteur du raffinage du pétrole, conjuguée à l'ampleur de l'intégration verticale et à la double distribution, il est très important de prendre toutes les mesures raisonnables pour garantir le plus possible l'approvisionnement des fournisseurs non intégrés. On peut tout d'abord définir avec plus de précision les paramètres de l'obligation d'approvisionner des raffineurs nationaux. Deuxièmement, les facteurs mentionnés ci-dessus font de l'importation un facteur concurrentiel extrêmement important dans les régions du pays qui lui sont ouvertes.**

Ces mécanismes destinés à faciliter l'accès aux approvisionnements sont plus importants au Canada que dans les pays tels que les États-Unis qui, grâce à l'étendue de leur marché, comptent plus de raffineurs, de grossistes et de détaillants, ce qui donne lieu à des pressions concurrentielles généralement plus fortes.

(xi) **Il est important que la Loi définisse avec précision le «comportement abusif», c'est-à-dire le moment où un comportement en vertu duquel une entreprise nuit à l'aptitude d'un concurrent à rester en affaires ou à concurrencer devient injustifiable et contraire à l'intérêt public.**

La Commission estime que la Loi actuelle, particulièrement si l'on y apporte les modifications proposées dans le projet de loi C-91, est suffisante à cet égard. Compte tenu du caractère général de la Loi actuelle, la Commission énonce cependant dans ses recommandations des lignes directrices en vue de permettre son application à l'établissement des prix dans un contexte de double distribution.

(g) Les politiques et les programmes de l'État

Il importe qu'à tous les paliers de gouvernement, l'on comprenne davantage les effets des mesures gouvernementales sur l'industrie pétrolière. Il faut aussi améliorer les mécanismes de consultation au sujet des objectifs

cependant, compte tenu de la portée de la législation en vigueur et des rares cas de restriction du marché constatés, la Commission ne fait aucune recommandation précise à cet égard.

(v) **Tous les détaillants devraient conserver l'entière liberté d'offrir des rabais aux clients qui paient comptant plutôt qu'au moyen d'une carte de crédit.** La Commission juge cependant que les dispositions actuelles de la Loi relatives au maintien des prix suffisent à garantir cette liberté et ne recommande, par conséquent, aucune modification de la Loi à cet égard.

(vi) **Les pactes d'utilisation non pétrolière obtenus par les raffineurs lors de la vente d'anciens emplacements de postes d'essence ne servent qu'à entraver l'implantation sur le marché de détail de l'essence; ils sont donc contraires à l'intérêt public.**

Bien qu'il soit impossible de conclure que ces pactes constituent inévitablement une barrière à l'implantation, rien d'autre ne prêche en leur faveur.

(vii) **L'adoption récente d'une nouvelle formule de prix de gros, appelée «prix rampe de chargement», nuit à la concurrence dans la mesure où ces prix s'inscrivent dans une politique en vertu de laquelle on annonce le refus d'accorder des remises confidentielles sur les prix publiés.**

L'effet d'une publication par les fournisseurs de leur refus d'accorder des remises sur les prix publiés ou largement diffusés peut, dans un oligopole, s'apparenter étroitement à celui d'un accord horizontal. Les concurrents du fournisseur, de même que ses clients (qui sont eux-mêmes en concurrence) connaissent alors les prix actuels et anciens des transactions; lorsque les produits sont aussi homogènes que le sont les produits pétroliers, on risque fort de nuire à la concurrence par les prix. Or, tel est le cas de ces nouveaux prix dits «rampe de chargement» pratiqués par Impériale et d'autres raffineurs. Il serait possible d'atteindre les objectifs légitimes visés par la publication de ces prix sans refuser d'offrir des remises. Les raffineurs s'attendent qu'une telle politique permettra la stabilisation des prix des carburants qui atteindront un niveau supérieur à celui qu'on observerait autrement, et c'est probablement ce qui arrivera.

(viii) **En raison des caractéristiques propres au marché du mazout, c'est-à-dire le manque d'information facilement accessible sur les prix et la tendance des consommateurs à retenir les services d'un fournisseur pour au moins la durée d'une saison de chauffage, les consommateurs doivent magasiner activement afin d'en avoir pour leur argent.**

Sur un plan plus global, on a déposé des preuves voulant que les fluctuations de la politique d'État ainsi que la complexité et la discrétion bureaucratiques constituent en elles-mêmes des barrières qui entravent particulièrement les petits entrepreneurs.

(h) Petro-Canada

Le fait que Petro-Canada soit une société d'État offre au gouvernement une occasion unique de corriger certains défauts du marché.

La croissance rapide de Petro-Canada grâce aux acquisitions depuis 1979 s'est avérée un couteau à double tranchant en ce qui a trait à la concurrence dans le secteur aval. Tout en augmentant sensiblement la concentration, cette croissance a permis la consolidation des activités régionales de raffinage et de commercialisation de plusieurs sociétés, ce qui leur offre la possibilité d'éventuellement concurrencer avec plus de vigueur partout au Canada.

Les témoins de Petro-Canada ont déclaré que la société s'efforce de se conformer à la *Loi relative aux enquêtes sur les coalitions* et que, si le projet de loi C-91 devait être adopté, la société serait tenue de s'y conformer à titre de corporation de mandataire. Le fait que Petro-Canada soit une société d'État offre cependant au gouvernement une occasion unique d'en faire davantage et d'utiliser les possibilités de Petro-Canada pour favoriser la concurrence dans une industrie où la concentration poussée et l'intégration verticale menacent sans cesse la vigueur des forces du marché. Le caractère restreint du marché canadien, et la vaste étendue de son territoire, ainsi que l'ampleur des investissements exigés par le raffinage, surtout en raison des économies d'échelle, rendent inévitable un niveau élevé de puissance commerciale dans le secteur aval de l'industrie canadienne. Petro-Canada offre au gouvernement l'occasion de réduire les limites qu'impose cette puissance commerciale à la concurrence ainsi que les coûts qu'elle impose au public, non seulement sans avoir à adopter des lois spéciales mais en obtenant des effets permanents et généralisés que des lois ne donneraient probablement pas.

La Commission ne songe nullement à la possibilité d'exercer des pressions sur Petro-Canada ou de lui donner des directives précises sur certains aspects particuliers de son rendement, comme, par exemple, des réductions d'un montant précis des prix à la pompe à certains endroits ou à certains moments, puisque de telles interventions à caractère réglementaire pourraient causer plus de tort que de bien. La Commission vise plutôt la mise en oeuvre de politiques commerciales générales ayant trait, par exemple, à la négociation de remises sur les «prix rampe de chargement» affichés, politiques qui

pourraient permettre de restreindre la similarité ou l'identité oligopolistique de pratiques qui auraient autrement tendance à s'instaurer et qui pourraient avoir à plusieurs égards les mêmes effets néfastes que les accords horizontaux entre concurrents. Le gouvernement pourrait exercer cette influence en accordant une certaine priorité à l'amélioration éventuelle du fonctionnement des marchés de produits au Canada lors de l'examen des budgets d'immobilisations et des plans de Petro-Canada.

(i) Les fermetures de raffineries et l'approvisionnement au Québec

(i) **Le déclin relativement prononcé de la demande de produits pétroliers au Québec au début des années 1980 a rendu la fermeture des raffineries de Montréal en 1983 virtuellement inévitable.** En outre, les fermetures elles-mêmes ont produit un effet secondaire, soit une baisse encore plus prononcée des ventes des raffineries du Québec tant à l'intérieur qu'à l'extérieur de la province, puisque les entreprises intégrées qui avaient fermé leurs raffineries ont approvisionné une partie de leur marché québécois depuis des raffineries situées à l'extérieur de la province. Cet effet secondaire a, à son tour, créé des pressions en faveur de l'élimination d'une capacité de raffinage supplémentaire.

(ii) **Compte tenu de la facilité d'échanger des produits aux échelles régionale et internationale, il n'est pas utile de tenter d'évaluer la vente et la fermeture de la raffinerie de Gulf à Montréal en cherchant à savoir si la capacité qui restait au Québec était «suffisante».** Les principales questions pertinentes portent sur les effets de la fermeture sur la concurrence au Québec et dans les régions avoisinantes (principalement au Nouveau-Brunswick et en Ontario). En réduisant la surcapacité, la fermeture a sans doute affaibli les pressions concurrentielles dans ces régions mais le Gouvernement du Canada, en approuvant l'acquisition par Petro-Canada du contrat de traitement de Gulf conclu avec Texaco et, par la suite, l'acquisition par Ultramar des actifs de Gulf, a jugé que ces transactions étaient en fin de compte dans l'intérêt du public.

4. Recommandations

Recommandation no 1: Afin de mettre un terme à plusieurs pratiques qui ont cours dans l'industrie pétrolière et qui pourraient apparaître de temps à autre dans d'autres branches d'activité, il conviendrait d'ajouter un article au projet de loi C-91 en vertu duquel le Tribunal de la concurrence serait habilité à émettre des ordonnances décrétant l'abandon ou la non répétition de toute conduite diminuant substantiellement la concurrence.

En vertu d'un tel article, le Tribunal pourrait émettre une ordonnance chaque fois qu'il peut être établi à sa satisfaction que la conduite en cause a diminué ou diminuerait substantiellement la concurrence. La Commission estime qu'une telle disposition ne devrait pas viser une conduite uniquement «susceptible» de diminuer substantiellement la concurrence mais plutôt une conduite dont les conséquences préjudiciables seraient plus évidentes. Par ailleurs, la disposition proposée échapperait à bon nombre des limites énoncées à l'article 51 du projet de loi C-91.

L'article proposé permettrait, par exemple, de corriger les types de conduite ou de pratiques suivantes dans l'industrie pétrolière:

(a) des accords d'échange de longue durée portant sur d'importantes quantités dont l'effet serait de réduire les approvisionnements dans un marché au point de diminuer substantiellement la concurrence; et

(b) des programmes de soutien ou des accords d'agence ou autres en vertu desquels le fournisseur obtient une mainmise complète ou substantielle sur les prix d'un client-concurrent, donnant ainsi lieu à un affaiblissement substantiel de la concurrence.

Il serait mal avisé, de l'avis de la Commission, d'adopter une série de dispositions visant des types particuliers d'accords, de conduites ou de circonstances possibles qui pourraient diminuer substantiellement la concurrence (par exemple, les «accords d'échange», les «accords d'agence», les «allocations de soutien» et ainsi de suite). Lorsque la Loi s'attache à la *forme* d'une pratique éventuellement préjudiciable plutôt qu'à l'*effet* fonctionnel, les entreprises sont tentées d'inventer de nouveaux moyens d'obtenir le même résultat, moyens au sujet desquels la Loi est muette. Une telle approche entraînerait également une prolifération de dispositions législatives qui occasionneraient des retards et une perte de temps à un Parlement sans cesse appelé à bloquer les échappatoires afin de protéger l'intérêt public.

Tout comme la majeure partie du projet de loi C-91, l'article proposé ici ne jouit pas du même degré de spécificité et n'offre pas la même certitude préalable ou la même orientation aux gens d'affaires que s'il s'agissait d'une mesure relevant du droit pénal. Par contre, l'examen relevant du droit civil a le grand avantage de pouvoir protéger l'intérêt public plus efficacement contre des conduites ou des pratiques qui, bien que favorisant dans la plupart des cas l'intérêt public ou à tout le moins n'y portant aucun préjudice, peuvent par ailleurs dans d'autres circonstances être jugées, après examen, préjudiciables. Il est impossible de calmer tout à fait les inquiétudes voulant qu'une ordonnance d'interdiction puisse perturber les affaires et entraîner des pertes, mais c'est là un problème que connaît toute loi relative à la concurrence. Il est évidemment possible de consulter le Directeur afin de

savoir s'il porterait la conduite en cause à l'attention du Tribunal. En outre, on peut supposer que le Tribunal examinerait toutes les circonstances avant d'émettre une ordonnance et chercherait à minimiser les épreuves inutiles.

Recommandation no 2: Les fournisseurs qui jouissent d'une grande puissance commerciale ne devraient pas avoir le droit de refuser d'approvisionner les autres sans raison suffisante. La puissance commerciale étant affaire de degré, plus une personne exerce une mainmise sur l'approvisionnement, moins il devrait être nécessaire de prouver que le refus a porté préjudice à quelqu'un ou qu'il a diminué substantiellement la concurrence, et plus il faudrait insister sur la pertinence des raisons invoquées par le fournisseur pour refuser l'approvisionnement.

En décidant d'émettre ou non une telle ordonnance d'approvisionnement, la Cour ou le Tribunal, selon le cas, examinerait sans doute tous les facteurs pertinents, y compris le nombre de possibilités d'approvisionnement sur le marché; la possibilité pour les autres de reproduire les installations d'approvisionnement sur le marché; l'ampleur de la concurrence, s'il en est, entre le fournisseur et son client; le préjudice commercial, réel ou probable, subi par le client éventuel en raison de son incapacité d'obtenir des approvisionnements du fournisseur à des conditions de commerce normales ou raisonnables; et les raisons invoquées par le fournisseur pour refuser l'approvisionnement à des conditions de commerce normales et raisonnables.

La Commission estime, par exemple, que dans le contexte de l'approvisionnement des indépendants par les raffineurs de pétrole, les circonstances de commerce sont telles qu'il conviendrait d'émettre des ordonnances d'approvisionnement à moins qu'un fournisseur puisse justifier suffisamment son refus d'approvisionner à des conditions normales ou raisonnables.

Recommandation no 3: C'est la loi qui devrait conférer le pouvoir d'émettre des ordonnances provisoires, particulièrement en ce qui a trait aux questions touchant l'approvisionnement.

En faisant cette recommandation, la Commission se réjouit que le projet de loi C-91 propose d'accorder au Tribunal de la concurrence un pouvoir global d'émettre des ordonnances provisoires visant toutes les questions relevant de sa compétence, établi en vertu de la partie VII du projet de loi.

Recommandation no 4: Toute personne qui s'est vu refuser l'approvisionnement devrait avoir le droit de s'adresser directement au Tribunal de la concurrence pour obtenir réparation.

L'accès direct aurait l'avantage de permettre aux plaignants, dans le cadre d'une requête en vue d'obtenir le règlement de leurs problèmes d'approvisionnement, d'éviter les retards qu'occasionnerait l'obligation de

passer par l'entremise du bureau du Directeur; cela permettrait également aux plaignants d'être maîtres de la présentation des preuves et des arguments.

On s'inquiète parfois que l'accès direct du public au Tribunal puisse servir à menacer ou à harceler les fournisseurs. Ces craintes s'inspirent en grande partie de l'expérience américaine des poursuites en triples dommages et n'ont à peu près aucun rapport avec la situation dans ce pays. On peut aussi compter que le Tribunal interviendra pour empêcher que l'on abuse de ses procédures.

Recommandation no 5: Le gouvernement devrait avoir le pouvoir de soustraire certaines fusions à l'examen du futur Tribunal de la concurrence.

Il est possible que deux acquisitions que le gouvernement a jugé favorables à l'intérêt public (les acquisitions respectives par Petro-Canada et Ultramar des actifs d'aval de Gulf) auraient été portées devant le Tribunal de la concurrence si le projet de loi C-91 avait déjà été loi. Le cas échéant, les acquisitions jugées par le gouvernement favorables à l'intérêt public en général auraient pu être interdites par un organisme de décision qui se fonde sur des critères d'intérêt public plus étroits que ceux qu'applique le gouvernement. En matière de fusion, il devrait y avoir moyen de satisfaire des critères généraux d'intérêt public et seul le gouvernement est placé pour le faire. Un pouvoir général d'exemption placerait aussi les fusions nationales sur le même pied que les fusions étrangères en vertu de la *Loi sur Investissement Canada*. Les préoccupations relatives à l'indépendance judiciaire qui pourraient surgir si le Cabinet obtenait le pouvoir de casser une décision judiciaire ne se manifesteraient point si l'approbation ou l'exemption du Cabinet était accordée avant même que le cas ne soit soumis au Tribunal. Bien qu'il y aurait un prix à payer dans la mesure où l'on perdrait la possibilité de procéder à un examen complet et ouvert des questions relevant de la politique de la concurrence, on peut supposer que le gouvernement n'interviendrait que dans les cas où l'on serait tout à fait convaincu que l'acquisition favorise nettement l'intérêt public. Il serait souhaitable que le gouvernement fasse publiquement état de ses raisons chaque fois qu'il accorde une telle exemption, dont il devrait par ailleurs exposer les modalités.

Recommandation no 6: Les raffineurs ne devraient pas imposer de pacte d'utilisation non-pétrolière à l'égard des terrains qu'ils vendent et devraient déclarer publiquement qu'ils ne feront pas valoir les pactes relatifs aux propriétés déjà vendues.

Recommandation no 7: Comme suite à la conclusion relative aux critères d'identification d'un comportement abusif, les fournisseurs et le

Directeur devraient s'appuyer sur les lignes directrices suivantes pour établir les limites de prix convenables dans le contexte de double distribution de l'industrie pétrolière:

1. *Les indépendants ne devraient en aucun moment être tenus de payer davantage que le plus bas prix de détail pratiqué par le fournisseur dans la zone commerciale de l'indépendant (c'est-à-dire aux points de vente où le fournisseur fixe le prix à la pompe), moins des frais raisonnables de transport du produit.*
2. *Le rendement net des ventes au détail des raffineurs ne devrait pas être inférieur au rendement net de leurs ventes aux détaillants du réseau des producteurs ou aux indépendants dans une zone commerciale donnée.* A cette fin, le calcul des rendements nets devrait être nécessairement fonction de la période en cause et de la conjoncture de l'industrie (en récession, stable ou en expansion).

Recommandation no 8: Les raffineurs qui ont déclaré qu'ils n'offriraient plus de remises sur les prix publiés devraient renoncer à ce volet de leurs politiques de «prix rampe de chargement».

Recommandation no 9: En ce qui a trait à Petro-Canada:

(a) Il serait dans l'intérêt public d'exiger la recommandation du ministre de la Consommation et des Corporations, en plus des recommandations ministérielles déjà exigées par la Loi, comme condition préalable à l'approbation des budgets d'immobilisations et des plans de Petro-Canada (ainsi que de leurs modifications) de même qu'à l'émission de directives du gouvernement à l'endroit de Petro-Canada.

(b) Même si la loi ne l'oblige pas à le faire:

(i) Petro-Canada ne devrait pas annoncer qu'elle n'offrira pas de remises confidentielles sur ses prix publiés aux revendeurs ou aux autres gros acheteurs.

(ii) Petro-Canada devrait renoncer à conclure et à faire valoir des pactes d'utilisation non-pétrolière.

(iii) Petro-Canada devrait maintenir sa politique d'approvisionner, au meilleur de sa capacité, ouvertement et sans discrimination les fournisseurs non intégrés à partir de ses raffineries.

(c) Petro-Canada et ses employés devraient être assujettis pleinement aux dispositions de la *Loi relative aux enquêtes sur les coalitions* sauf dans les cas où certains agissements s'inscrivent dans le cadre de directives ou d'approbations précises du gouverneur en conseil.

(d) Tant que Petro-Canada sera une société d'État, un comité du Parlement devrait examiner tous les cinq ans la *Loi sur la société*

Petro-Canada ainsi que ses objectifs et ses activités. Afin de faciliter cet examen, Petro-Canada devrait présenter au comité un rapport spécial; pour sa part, le ministre de la Consommation et des Corporations devrait présenter un rapport faisant état des effets exercés par Petro-Canada sur les dimensions de l'intérêt public auxquelles il doit veiller.

Recommandation no 10: En ce qui a trait aux interventions des gouvernements fédéral, provinciaux ou municipaux dans tout aspect de l'industrie pétrolière:

(a) La Commission recommande à tous les gouvernements, fédéral, provinciaux ou municipaux, d'adopter les principes fondamentaux présentés dans l'énoncé de politique du gouvernement fédéral intitulé *Aller sans entraves, un guide pour la réforme des transports* (1985) à l'égard de toute réglementation actuelle ou éventuelle de l'implantation, de l'établissement des prix ou de la production. Plus particulièrement, son étude de la réglementation provinciale et municipale de la vente au détail de l'essence a persuadé la Commission que le public serait mieux servi si l'octroi de permis d'implantation ou l'approbation de nouvelles modalités de vente par le gouvernement dans ce secteur s'appuyait sur le critère de «prêt, apte et disposé» plutôt que sur celui de «commodité et nécessité publiques».

(b) L'expérience et les connaissances du bureau du Directeur des enquêtes et recherches devraient continuer d'être pleinement accessibles, par l'entremise de consultations privées et d'audiences publiques, aux organismes, ministères et fonctionnaires de tous les gouvernements pour les aider à régler les questions de réglementation de certaines industries que l'on croit nécessaire dans le but de favoriser l'intérêt public.

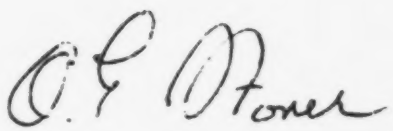
(c) Certaines dimensions de l'organisation et du rendement du secteur aval de l'industrie pétrolière ont un intérêt et une importance tels pour le public qu'il serait souhaitable que les gouvernements fédéral et provinciaux prévoient des consultations plus systématiques à des échelons supérieurs afin d'examiner le rendement de l'industrie et de coordonner leurs objectifs et leurs politiques dans la mesure du possible.

Recommandation no 11: Il faudrait éviter d'imposer des restrictions à l'importation de produits pétroliers au Canada afin de favoriser la concurrence sur les marchés canadiens. Il est important que le gouvernement fasse connaître à l'industrie dans quelle mesure il favorise le maintien d'une politique de libre accès.

Une telle mesure profiterait indirectement aux consommateurs et avantagerait directement les importateurs éventuels et autres acheteurs en gros qui doivent prendre des décisions au sujet d'investissements dans des installations ou de la durée et des types de contrats d'approvisionnement qu'ils passeront.

Recommandation no 12: Les consommateurs devraient chercher à affermir leur situation commerciale en tirant parti de leur pouvoir de négociation (ou d'achat) collective.

Plusieurs organismes, y compris les associations d'automobilistes, pourraient étudier avec profit la possibilité d'obtenir des concessions sur le prix de l'essence au nom de leurs membres, tout comme certains organismes le font dans le cas du mazout.



Président

Membre

Ottawa
le 16 mai 1986

Annexe

La table des matières du Rapport intégral

		Page
Préface		xxv
Partie A — Introduction		1
I	**Le contexte, le mandat et les buts de l'enquête**	3
	1. Une enquête . . . pour quoi faire?	3
	2. La conduite et la procédure des audiences	9
	3. Le mandat et les buts	11
II	**Un aperçu de l'industrie**	17
	1. Introduction	17
	2. Les étapes de la production et de la distribution	19
	3. La situation géographique et les tendances de l'industrie	21
	(a) La production et les réserves de brut	21
	(b) Les pipelines	22
	(c) Le raffinage	23
	(d) La consommation: les prix et les produits	24
	(e) La distribution: l'essence et le mazout	27
	4. Les dimensions internationales	30
	5. La politique de l'État	31
III	**Un résumé des inquiétudes et des points de vue**	37
	1. Les inquiétudes du grand public	37
	2. Les regroupements de consommateurs	38
	3. Le Directeur des enquêtes et recherches	39
	(a) L'approvisionnement en brut	39
	(b) Le secteur du raffinage	41
	(c) Le secteur de la commercialisation	42

4. Les indépendants 44
5. La National Automotive Trades Association 47
6. L'Association des distributeurs d'essence du Québec 49
7. Les points de vue des gouvernements 50
8. Les réactions des sociétés pétrolières intégrées 51
9. Des événements plus récents 54
10. Un aperçu de ce qui suit 55

Partie B — L'allégation du Directeur relative aux «surcoûts» 57

IV Les allégations relatives au caractère excessif des coûts et des prix 59

1. Introduction 59
2. Un sommaire des coûts excessifs présumés 60
3. Un sommaire de l'étude et des constatations de la Commission 60
4. Le point de vue du Président 65
5. Le point de vue de M. Roseman 68

V L'allégation de coûts excédentaires dans la distribution de l'essence 71

1. Introduction 71
2. L'allégation relative au coût élevé de la distribution de l'essence 76
3. Les différences des coûts de gros 78
4. Les écarts de coûts dans le secteur de la vente au détail: l'utilisation de la capacité 80
5. Les autres écarts de coûts au niveau du détail 84
6. Résumé et conclusions 85

VI La Politique pétrolière nationale 87

1. Introduction 87
2. Un rappel des faits 88
3. Les effets de la PPN 89
   (a) Les prix du brut 89
   (b) Les prix des produits 92
4. Autres considérations 99
5. Résumé et conclusions 99

VII **L'importation de bruts et de produits finis entre 1958 et 1973** 101

1. Introduction 101
2. La répercussion des coûts et les autres effets 102
3. L'environnement international et national 106
4. Les profits de source étrangère et les crédits d'impôt du gouvernement américain 108
5. Les renseignements sur les comparaisons de prix 113
6. Les comparaisons de prix 122
7. Les coûts résultant des importations de produits pétroliers 135
8. Résumé et conclusions 137

Partie C — Les questions d'actualité 141

VIII **Les secteurs de la production et des pipelines** 143

1. Introduction 143
2. Le secteur de la production 146

(a) Introduction 146
(b) Les inquiétudes du Directeur concernant le régime du contingentement et les politiques de l'ERCB 149
(c) Les inquiétudes du Directeur au sujet des politiques de l'Alberta Petroleum Marketing Commission 151
(d) Les allégations formulées par le Directeur à l'égard des sociétés 155
(e) Les observations de la Commission 155

3. Le secteur des pipelines 156

(a) Introduction 156
(b) La réglementation des pipelines 160
(c) La position du Directeur à l'égard du secteur des pipelines 161
(d) Les positions des sociétés 161

4. «L'affaire Sipco» 164
5. Les conclusions de la Commission 166

IX **L'importation du brut depuis 1973** 169

1. Le secteur international depuis 1973 169

(a) Introduction 169
(b) La crise de 1973 170
(c) La crise de 1979 171
(d) Les prix du brut étranger au cours des années 1970... 172

(e) L'évolution du rôle des sociétés et des réseaux de vente 174
(f) L'évolution du marché du disponible 176
(g) Les réactions des pays consommateurs 176
(h) Les marchés conclus entre les États 177
(i) Les réserves contractuelles 178
(j) L'évolution depuis 1981 179

2. L'industrie et les marchés canadiens 182

(a) Introduction 182
(b) Les interventions de l'État 184
(c) L'évolution du marché canadien de 1973 à 1978 185
(d) Le contrôle des prix des produits pétroliers 187
(e) L'évolution de la situation après 1978 188

3. Le Programme d'indemnisation des importateurs de pétrole 191
4. Les allégations du Directeur concernant les importations de brut depuis 1973 194
5. Résumé et conclusions 205

X **Le secteur du raffinage** 207

1. Les questions 207
2. La nature du secteur du raffinage 213

(a) Le procédé 213
(b) Les économies d'échelle et l'emplacement régional 218
(c) Les pressions concurrentielles créées par des frais fixes élevés 222

3. Une évaluation générale de la concurrence 222

(a) Un aperçu historique et géographique 222
(b) La concentration 228
(c) Les implantations et les retraits 232
(d) L'utilisation de la capacité 240
(e) Les profits 242

4. Les accords d'approvisionnement entre raffineurs 245

(a) Le contexte et la nature des ententes 245
(b) Les raisons d'être de la réciprocité 255
(c) Les effets sur la concurrence 259

5. Conclusions 276

XI **Le commerce des produits pétroliers: l'option «importation»** 279

1. Introduction 279
2. L'effet des restrictions gouvernementales sur l'importation et l'exportation de produits 280
3. Les importateurs de produits 286
4. Les exploitants de terminaux 288
5. Les plaintes des exploitants de terminaux 294
6. L'option «importation» 295
7. Résumé et conclusions 297

XII **L'intégration verticale et les autres relations de dépendance verticales** 299

1. L'intégration verticale et la concentration économique 299
2. L'intégration verticale en aval 301
3. Les accords d'approvisionnement avec les points de vente au détail 303
   (a) Introduction 303
   (b) Les stations distributrices d'une grande marque ou d'une marque secondaire qu'exploite le raffineur par le moyen d'employés ou d'agents 303
   (c) Les accords d'agence avec les détaillants du réseau des producteurs 304
   (d) Les stations-service de marque exploitées par des franchisés 305
   (e) Les contrats de gestion 306
   (f) Les accords d'agence avec des détaillants indépendants 306
4. Les contrats avec les fournisseurs indépendants 307
   (a) Les contrats à long terme 307
   (b) Les contrats à court terme 307
   (c) Le soutien 307
5. Les effets de l'intégration verticale sur les coûts 308
6. Les critiques et inquiétudes suscitées par les relations de dépendance verticales 308
   (a) Les contrôles des prix 308
   (b) Les effets restrictifs de l'intégration verticale vers l'aval 312
7. Les relations entre les prix de gros et de détail 315
   (a) Les éventuels resserrements des prix 315
   (b) Le refus d'approvisionner 315
8. Conclusions 316

XIII **Les propriétés de l'essence** 319

1. Introduction 319
2. La qualité de l'essence 319
3. Les propriétés de l'essence 320
   (a) La volatilité et la tension de vapeur 320
   (b) L'indice d'octane 321
4. Les normes relatives à l'essence 322
5. Les normes relatives à l'essence et les ententes de troc 327
6. L'essence vendue par des indépendants 328
7. Les produits importés 328
8. Les marques signifient-elles des différences de qualité? 329
9. L'affichage des indices d'octane et des normes minimales . 329
10. Conclusion 330

XIV **Le commerce de l'essence au détail** 333

1. Introduction 333
2. Les acteurs 333
3. L'évolution du commerce de détail — de 1950 à nos jours. 339
4. Les marques secondaires 341
   (a) Historique 341
   (b) Nombre et emplacement 342
   (c) L'évolution récente de la situation 343
5. La rationalisation des réseaux: réduction du nombre de points de vente et augmentation des volumes moyens 344
6. La croissance du nombre des libres-services 347
7. Les libres-services: des débouchés urbains à fort débit 348
8. Une nouvelle gamme de produits et de services, et un amenuisement des écarts de prix 349
9. L'importance croissante de l'exploitation par les sociétés... 351
10. La capacité des réseaux 351
11. Les fournisseurs non-intégrés ou indépendants 353
12. Les rapports avec les fournisseurs 355
13. Résumé et conclusions 356

XV **Petro-Canada** 359

1. Introduction 359
2. Petro-Canada et son mandat 359
3. La croissance et l'intégration (1975-1985) 367
   (a) La croissance 367
   (b) Remarques générales sur les fusions 374
   (c) La rationalisation 377

4. Les conséquences possibles de la propriété publique 379
(a) La surveillance de l'État 379
(b) L'application de la Loi relative aux enquêtes sur les coalitions 381
(c) Des avantages et des responsabilités particuliers à l'égard du marché 382
(d) La politique de fixation des prix 386
5. Conclusions 387

XVI **L'établissement du prix de l'essence** 389
1. Introduction 389
2. Les prix de gros 392
(a) Les prix livrés au camion-citerne 392
(b) Les prix départ raffinerie et les autres prix de gros payés par les indépendants 394
3. Le soutien des marges des concessionnaires et des indépendants par les raffineurs 396
(a) Le soutien accordé aux concessionnaires 396
(b) Le soutien offert aux indépendants 402
(c) La position du Directeur 403
(d) Les arguments avancés par les raffineurs pour justifier les programmes de soutien 404
(e) Les observations de la Commission 406
(f) Les objections possibles à l'élimination des programmes de soutien actuels 408
(g) Conclusion 410
(h) Le soutien offert aux revendeurs indépendants 410
4. Le contrôle exercé par les fournisseurs sur les prix de détail ou l'influence exercée par les fournisseurs sur l'établissement des prix de détail grâce à d'autres formes d'accords d'approvisionnement 411
(a) Le cas de Sunys et d'autres accords d'agence non liés à des programmes d'appui financier 411
(b) Les contrats de gérance 415
(c) Les questions de principe 415
5. Les coûts de la distribution au détail de l'essence: calculs et conséquences en ce qui concerne les preuves de comportement abusif 416

(a) La structure des coûts de détail 416
(b) Les coûts unitaires aux libres-services 418
(c) Les vérifications pour le comportement abusif 421

6. Les marges bénéficiaires des concessionnaires 427
7. Les marges brutes des indépendants sur les ventes d'essence au détail 431
8. Le rendement des ventes des raffineurs aux clients commerciaux/industriels et aux indépendants 439
9. Les guerres de prix et la concurrence par les prix 441
10. Les différences de prix entre les régions 445
11. Les différences entre les produits et services offerts et entre les catégories et types d'essence 449
12. Conclusions 450

XVII Les prix «rampe de chargement» 453

1. Introduction 453
2. Le régime de prix rampe de chargement d'Impériale 453
3. Les constatations de la Commission 458
4. Conclusions 461

XVIII Le secteur du mazout 463

1. Introduction 463
2. La demande de mazout 465
3. L'organisation de la distribution du mazout 466
4. L'acquisition d'indépendants par des raffineurs 469
5. Les prix payés par les particuliers 471
6. Les marges bénéficiaires brutes des indépendants 473
7. Problèmes d'approvisionnements en 1978-1979 480
8. Comparaison entre les bénéfices réalisés par des raffineurs sur les ventes faites à des établissements commerciaux ou industriels et les ventes faites à des revendeurs indépendants 481
9. Résumé et conclusions 483

XIX Le rajustement de l'offre dans l'industrie du raffinage au Québec 485

1. Introduction 485
2. La diminution des ventes de produits pétroliers 486
3. Le mouvement des produits aux niveaux interprovincial et international 489
4. L'acquisition par Ultramar des actifs d'aval de la société Gulf dans l'Est du Canada 491

5. Le rôle du gouvernement à l'égard de la politique en matière de fusion 493
6. Conclusions 493

XX L'obligation d'approvisionner 495

1. Le problème 495
2. Les options 496
3. Les paramètres de l'obligation d'approvisionner 497

Partie D — Conclusions et recommandations 505

XXI Conclusions et recommandations 507

1. Introduction 507
2. Les conclusions portant sur les allégations et les questions à caractère historique 507
3. Les conclusions relatives aux années postérieures à 1973 ... 512
4. Recommandations 521

Les canalisations principales et les raffineries

RAFFINERIES

- □ Ouverte
- ■ Fermée (depuis 1982)

CANALISATIONS PRINCIPALES DE BRUT

1. Le pipeline Trans Mountain
2. Le pipeline Interprovincial
3. Le pipeline Portland/Montréal

PRINCIPAUX PIPELINES DE PRODUITS PÉTROLIERS RAFFINÉS

1. Le pipeline Trans Mountain
2. Le pipeline Interprovincial
3. Le pipeline Alberta Products
4. Le pipeline Trans-Northern
5. Le pipeline Sun Canadian
6. Le pipeline Sarnia Products
7. Le pipeline Quebec South Shore Products

NORMAN WELLS — IMPÉRIALE

PETRO-CANADA — TAYLOR

HUSKY — PRINCE GEORGE

CHEVRON, PETRO-CANADA, IMPÉRIALE, SHELL — VANCOUVER

SHELL — BOWDEN

KAMLOOPS — GULF

CALGARY — TURBO, GULF

PETRO-CANADA, IMPÉRIALE, SHELL, TEXACO — EDMONTON

HUSKY (asphalte seulement)

LLOYDMINSTER

SASKATOON

MOOSE JAW — PETRO-CANADA (asphalte seulement)

REGINA — CONSUMERS' CO-OPERATIVE REFINERIES LTD.

SHELL (St-Boniface) — WINNIPEG

ULTRAMAR (St-Romuald) — VILLE DE QUÉBEC

PETRO-CANADA, SHELL, BP, GULF, IMPÉRIALE, TEXACO — MONTRÉAL

OTTAWA

IRVING — SAINT-JEAN

DRUMMONDVILLE

COME-BY-CHANCE

HOLYROOD — ULTRAMAR

NEWFOUNDLAND REFINING (fermée en 1976)

POINT TUPPER — GULF (fermée en 1980)

HALIFAX — IMPÉRIALE, TEXACO

PETRO-CANADA (Clarkson), PETRO-CANADA (Trafalgar), SHELL (Oakville)

TORONTO — HAMILTON — SARNIA

IMPÉRIALE, SHELL, SUNCOR, PETROSAR

La concurrence dans l'industrie pétrolière canadienne

Commission sur
les pratiques
restrictives
du commerce

Canada

© Ministre des Approvisionnements et Services Canada 1986

En vente au Canada par l'entremise de nos

agents libraires agréés
et autres librairies

ou par la poste auprès du:

Centre d'édition du gouvernement du Canada
Approvisionnements et Services Canada
Ottawa, (Canada) K1A 0S9

N° de catalogue RG 53-1986/58-1F
ISBN 0-660-91747-5

au Canada: $22.25
à l'étranger: $26.70

Prix sujet à changement sans préavis

Photographie de la couverture : SSC-Photocentre-ASC, Photo Features Ltd., © Joseph Brignolo, Don Klumpp/The Image Bank.
Conceptrice graphique : Miriam Bloom

le 16 mai 1986

Monsieur le ministre,

Vous trouverez ci-jointes les versions française et anglaise du Rapport de la Commission sur les pratiques restrictives du commerce intitulé *La concurrence dans l'industrie pétrolière canadienne*.

Ce Rapport a été rédigé au terme d'une enquête en vertu de l'article 47 de la *Loi relative aux enquêtes sur les coalitions* au sujet de l'exploration pétrolière, ainsi que de l'importation, la production, l'achat, la fabrication, l'entreposage, le transport, la distribution, l'échange, la vente et l'approvisionnement de brut, de pétrole, de produits raffinés et de produits connexes.

Le Rapport s'accompagne d'une version abrégée qui renferme les chapitres d'introduction ainsi que les conclusions et recommandations. Un troisième volume contient la plupart des annexes.

Les commissaires ont cherché à exécuter leur mandat dans le cadre de l'enquête sur l'industrie pétrolière et, aussi, ont tenu compte de la pertinence de leur évaluation et de leurs recommandations à l'égard du projet de loi C-91, la nouvelle loi sur la concurrence dont le Parlement a été saisi.

Je vous prie d'agréer, Monsieur le ministre, l'expression de mes sentiments distingués.

O.G. Stoner
Président

Table des matières

Page

Préface xxv

Partie A—Introduction 1

I **Le contexte, le mandat et les buts de l'enquête** 3

1. Une enquête . . . pour quoi faire? 3
2. La conduite et la procédure des audiences 9
3. Le mandat et les buts 11

II **Un aperçu de l'industrie** 17

1. Introduction 17
2. Les étapes de la production et de la distribution 19
3. La situation géographique et les tendances de l'industrie 21

(a) La production et les réserves de brut 21
(b) Les pipelines 22
(c) Le raffinage 23
(d) La consommation: les prix et les produits 24
(e) La distribution: l'essence et le mazout 27

4. Les dimensions internationales 30
5. La politique de l'État 31

III **Un résumé des inquiétudes et des points de vue** 37

1. Les inquiétudes du grand public 37
2. Les regroupements de consommateurs 38
3. Le Directeur des enquêtes et recherches 39

(a) L'approvisionnement en brut 39
(b) Le secteur du raffinage 41
(c) Le secteur de la commercialisation 42

4. Les indépendants 44
5. La National Automotive Trades Association 47
6. L'Association des distributeurs d'essence du Québec 49
7. Les points de vue des gouvernements 50
8. Les réactions des sociétés pétrolières intégrées 51
9. Des événements plus récents 54
10. Un aperçu de ce qui suit 55

Partie B—L'allégation du Directeur relative aux «surcoûts» 57

IV Les allégations relatives au caractère excessif des coûts et des prix 59

1. Introduction 59
2. Un sommaire des coûts excessifs présumés 60
3. Un sommaire de l'étude et des constatations de la Commission 60
4. Le point de vue du Président 65
5. Le point de vue de M. Roseman 68

V L'allégation de coûts excédentaires dans la distribution de l'essence 71

1. Introduction 71
2. L'allégation relative au coût élevé de la distribution de l'essence 76
3. Les différences des coûts de gros 78
4. Les écarts de coûts dans le secteur de la vente au détail: l'utilisation de la capacité 80
5. Les autres écarts de coûts au niveau du détail 84
6. Résumé et conclusions 85

VI La Politique pétrolière nationale 87

1. Introduction 87
2. Un rappel des faits 88
3. Les effets de la PPN 89
   (a) Les prix du brut 89
   (b) Les prix des produits 92
4. Autres considérations 99
5. Résumé et conclusions 99

VII **L'importation de bruts et de produits finis entre 1958 et 1973** 101

1. Introduction 101
2. La répercussion des coûts et les autres effets 102
3. L'environnement international et national 106
4. Les profits de source étrangère et les crédits d'impôt du gouvernement américain 108
5. Les renseignements sur les comparaisons de prix 113
6. Les comparaisons de prix 122
7. Les coûts résultant des importations de produits pétroliers .. 135
8. Résumé et conclusions 137

Partie C—Les questions d'actualité 141

VIII **Les secteurs de la production et des pipelines** 143

1. Introduction 143
2. Le secteur de la production 146
   (a) Introduction 146
   (b) Les inquiétudes du Directeur concernant le régime du contingentement et les politiques de l'ERCB 149
   (c) Les inquiétudes du Directeur au sujet des politiques de l'Alberta Petroleum Marketing Commission 151
   (d) Les allégations formulées par le Directeur à l'égard des sociétés 155
   (e) Les observations de la Commission 155
3. Le secteur des pipelines 156
   (a) Introduction 156
   (b) La réglementation des pipelines 160
   (c) La position du Directeur à l'égard du secteur des pipelines 161
   (d) Les positions des sociétés 161
4. «L'affaire Sipco» 164
5. Les conclusions de la Commission 166

IX **L'importation du brut depuis 1973** 169

1. Le secteur international depuis 1973 169
   (a) Introduction 169
   (b) La crise de 1973 170
   (c) La crise de 1979 171

(d) Les prix du brut étranger au cours des années 1970 172
(e) L'évolution du rôle des sociétés et des réseaux de vente 174
(f) L'évolution du marché du disponible 176
(g) Les réactions des pays consommateurs 176
(h) Les marchés conclus entre les États 177
(i) Les réserves contractuelles 178
(j) L'évolution depuis 1981 179

2. L'industrie et les marchés canadiens 182

(a) Introduction 182
(b) Les interventions de l'État 184
(c) L'évolution du marché canadien de 1973 à 1978 185
(d) Le contrôle des prix des produits pétroliers 187
(e) L'évolution de la situation après 1978 188

3. Le Programme d'indemnisation des importateurs de pétrole 191
4. Les allégations du Directeur concernant les importations de brut depuis 1973 194
5. Résumé et conclusions 205

X **Le secteur du raffinage** 207

1. Les questions 207
2. La nature du secteur du raffinage 213

(a) Le procédé 213
(b) Les économies d'échelle et l'emplacement régional 218
(c) Les pressions concurrentielles créées par des frais fixes élevés 222

3. Une évaluation générale de la concurrence 222

(a) Un aperçu historique et géographique 222
(b) La concentration 228
(c) Les implantations et les retraits 232
(d) L'utilisation de la capacité 240
(e) Les profits 242

4. Les accords d'approvisionnement entre raffineurs 245

(a) Le contexte et la nature des ententes 245
(b) Les raisons d'être de la réciprocité 255
(c) Les effets sur la concurrence 259

5. Conclusions 276

XI **Le commerce des produits pétroliers: l'option «importation»** 279

1. Introduction 279
2. L'effet des restrictions gouvernementales sur l'importation et l'exportation de produits 280
3. Les importateurs de produits 286
4. Les exploitants de terminaux 288
5. Les plaintes des exploitants de terminaux 294
6. L'option «importation» 295
7. Résumé et conclusions 297

XII **L'intégration verticale et les autres relations de dépendance verticales** 299

1. L'intégration verticale et la concentration économique 299
2. L'intégration verticale en aval 301
3. Les accords d'approvisionnement avec les points de vente au détail 303

(a) Introduction 303
(b) Les stations distributrices d'une grande marque ou d'une marque secondaire qu'exploite le raffineur par le moyen d'employés ou d'agents 303
(c) Les accords d'agence avec les détaillants du réseau des producteurs 304
(d) Les stations-service de marque exploitées par des franchisés 305
(e) Les contrats de gestion 306
(f) Les accords d'agence avec des détaillants indépendants 306

4. Les contrats avec les fournisseurs indépendants 307

(a) Les contrats à long terme 307
(b) Les contrats à court terme 307
(c) Le soutien 307

5. Les effets de l'intégration verticale sur les coûts 308
6. Les critiques et inquiétudes suscitées par les relations de dépendance verticales 308

(a) Les contrôles des prix 308
(b) Les effets restrictifs de l'intégration verticale vers l'aval 312

7. Les relations entre les prix de gros et de détail 315

(a) Les éventuels resserrements des prix 315
(b) Le refus d'approvisionner 315

8. Conclusions 316

XIII **Les propriétés de l'essence** 319

1. Introduction 319
2. La qualité de l'essence 319
3. Les propriétés de l'essence 320
   (a) La volatilité et la tension de vapeur 320
   (b) L'indice d'octane 321
4. Les normes relatives à l'essence 322
5. Les normes relatives à l'essence et les ententes de troc 327
6. L'essence vendue par des indépendants 328
7. Les produits importés 328
8. Les marques signifient-elles des différences de qualité? 329
9. L'affichage des indices d'octane et des normes minimales 329
10. Conclusion 330

XIV **Le commerce de l'essence au détail** 333

1. Introduction 333
2. Les acteurs 333
3. L'évolution du commerce de détail — de 1950 à nos jours 339
4. Les marques secondaires 341
   (a) Historique 341
   (b) Nombre et emplacement 342
   (c) L'évolution récente de la situation 343
5. La rationalisation des réseaux: réduction du nombre de points de vente et augmentation des volumes moyens 344
6. La croissance du nombre des libres-services 347
7. Les libres-services: des débouchés urbains à fort débit 348
8. Une nouvelle gamme de produits et de services, et un amenuisement des écarts de prix 349
9. L'importance croissante de l'exploitation par les sociétés 351
10. La capacité des réseaux 351
11. Les fournisseurs non-intégrés ou indépendants 353
12. Les rapports avec les fournisseurs 355
13. Résumé et conclusions 356

XV **Petro-Canada** 359

1. Introduction 359
2. Petro-Canada et son mandat 359
3. La croissance et l'intégration (1975-1985) 367

(a) La croissance 367
(b) Remarques générales sur les fusions 374
(c) La rationalisation 377
4. Les conséquences possibles de la propriété publique 379
(a) La surveillance de l'État 379
(b) L'application de la Loi relative aux enquêtes sur les coalitions 381
(c) Des avantages et des responsabilités particuliers à l'égard du marché 382
(d) La politique de fixation des prix 386
5. Conclusions 387

XVI **L'établissement du prix de l'essence** 389

1. Introduction 389
2. Les prix de gros 392
(a) Les prix livrés au camion-citerne 392
(b) Les prix départ raffinerie et les autres prix de gros payés par les indépendants 394
3. Le soutien des marges des concessionnaires et des indépendants par les raffineurs 396
(a) Le soutien accordé aux concessionnaires 396
(b) Le soutien offert aux indépendants 402
(c) La position du Directeur 403
(d) Les arguments avancés par les raffineurs pour justifier les programmes de soutien 404
(e) Les observations de la Commission 406
(f) Les objections possibles à l'élimination des programmes de soutien actuels 408
(g) Conclusion 410
(h) Le soutien offert aux revendeurs indépendants 410
4. Le contrôle exercé par les fournisseurs sur les prix de détail ou l'influence exercée par les fournisseurs sur l'établissement des prix de détail grâce à d'autres formes d'accords d'approvisionnement 411
(a) Le cas de Sunys et d'autres accords d'agence non liés à des programmes d'appui financier 411
(b) Les contrats de gérance 415
(c) Les questions de principe 415

5. Les coûts de la distribution au détail de l'essence: calculs et conséquences en ce qui concerne les preuves de comportement abusif 416

(a) La structure des coûts de détail 416
(b) Les coûts unitaires aux libres-services 418
(c) Les vérifications pour le comportement abusif 421

6. Les marges bénéficiaires des concessionnaires 427
7. Les marges brutes des indépendants sur les ventes d'essence au détail 431
8. Le rendement des ventes des raffineurs aux clients commerciaux/industriels et aux indépendants 439
9. Les guerres de prix et la concurrence par les prix 441
10. Les différences de prix entre les régions 445
11. Les différences entre les produits et services offerts et entre les catégories et types d'essence 449
12. Conclusions 450

XVII Les prix «rampe de chargement» 453

1. Introduction 453
2. Le régime de prix rampe de chargement d'Impériale 453
3. Les constatations de la Commission 458
4. Conclusions 461

XVIII Le secteur du mazout 463

1. Introduction 463
2. La demande de mazout 465
3. L'organisation de la distribution du mazout 466
4. L'acquisition d'indépendants par des raffineurs 469
5. Les prix payés par les particuliers 471
6. Les marges bénéficiaires brutes des indépendants 473
7. Problèmes d'approvisionnements en 1978-1979 480
8. Comparaison entre les bénéfices réalisés par des raffineurs sur les ventes faites à des établissements commerciaux ou industriels et les ventes faites à des revendeurs indépendants 481
9. Résumé et conclusions 483

XIX Le rajustement de l'offre dans l'industrie du raffinage au Québec 485

1. Introduction 485
2. La diminution des ventes de produits pétroliers 486
3. Le mouvement des produits aux niveaux interprovincial et international 489

4. L'acquisition par Ultramar des actifs d'aval de la société Gulf dans l'Est du Canada 491
5. Le rôle du gouvernement à l'égard de la politique en matière de fusion 493
6. Conclusions 493

XX L'obligation d'approvisionner 495

1. Le problème 495
2. Les options 496
3. Les paramètres de l'obligation d'approvisionner 497

Partie D—Conclusions et recommandations 505

XXI Conclusions et recommandations 507

1. Introduction 507
2. Les conclusions portant sur les allégations et les questions à caractère historique 507
3. Les conclusions relatives aux années postérieures à 1973 512
4. Recommandations 521

Annexes

Annexe A — Comparutions

Annexe B — Témoins

Annexe C — L'utilité des données de Statistique Canada pour comparer les prix de gros pendant la période d'application de la Politique pétrolière nationale

Annexe D — La preuve relative à la répercussion des «surcoûts»

Annexe E — Les critères d'évaluation des prix payés par les sociétés canadiennes pour le brut importé

Annexe F — Prix fob et caf payés par les sociétés canadiennes pour les importations de bruts choisis entre 1958 et 1982

Annexe G — Statistiques et autres données relatives au raffinage du pétrole

Annexe H — Comparaison entre les parts du marché des indépendants

Annexe I — La croissance dans la capacité des réseaux de ventes au détail

Annexe J — Tableaux relatifs au marché de l'essence au détail

Annexe K — Marges bénéficiaires brutes laissées aux revendeurs indépendants de fuel domestique et d'essence

Annexe L — Tableaux relatifs à l'analyse des marges brutes

Annexe M — Les difficultés suscitées par la rareté du mazout, dans l'Est du Canada, pendant l'hiver de 1978-1979

Tableaux

Tableau n°		Page
VI-1	Rôle des prix entre tiers du brut importé dans l'allégation de prix excédentaires de la PPN	92
VI-2	Prix au camion-citerne du détaillant Impériale et marge du détaillant sur l'essence ordinaire au plomb à Montréal et à Toronto, de 1956 à 1973	93
VII-1	État comparatif des prix fob du brut saoudien léger (34,0° – 34,9° API) importé de 1959 à 1969	123
VII-2	État comparatif des prix caf du brut saoudien léger (34,0° – 34,9° API) importé de 1959 à 1969	124
VII-3	État comparatif des prix fob du brut iranien léger (34,0° – 34,9° API) importé de 1960 à 1968	125
VII-4	État comparatif des prix caf Portland du brut iranien léger (34,0° – 34,9° API) importé de 1959 à 1970	126
VII-5	État comparatif des prix fob des bruts Lagomar et Lagomedio (32,0° – 32,9° API) importés de 1958 à 1970	128
VII-6	État comparatif des prix caf Portland des bruts Lagomar et Lagomedio (32,0° – 32,9° API) importés de 1960 à 1970	128
VII-7	État comparatif des prix fob et caf moyens non pondérés des bruts Lagomar et Lagomedio (32,0° – 32,9° API) de 1962 à 1969	129
VII-8	État comparatif des prix fob du brut Tia Juana moyen (26,0° – 26,9° API) importé de 1960 à 1969	131
VII-9	État comparatif des prix fob des bruts koweïtien et iranien lourd (31,0° – 31,9° API) importés de 1958 à 1970	133

VII-10 État comparatif des prix caf des bruts koweïtien et iranien lourd (31,0° – 31,9° API) importés de 1958 à 1970 134

IX-1 Prix des transactions entre tiers signalées au ministère de l'Énergie (DOE) américain pour le brut saoudien léger en 1976 198

IX-2 Prix fob du brut iranien léger (34,0° – 34,9° API) payés par les sociétés canadiennes par rapport aux prix de cession aux tiers signalés au ministère de l'Énergie (DOE) américain et au prix officiel fixé par l'État (POFE), 1975 et 1976 200

IX-3 Différences entre les prix fob versés par les sociétés canadiennes et les prix fob aux tiers au cinquantième percentile ou à la médiane signalés au ministère de l'Énergie (DOE) américain pour les pétroles bruts légers vénézuéliens (34,0° – 34,9° API), 1975 et 1976 203

X-1 Capacité de raffinage au Canada par société et par région, décembre 1985 220

X-2 Concentration de la capacité de raffinage du pétrole au Canada et par région, 1950 à 1984 229

X-3 Tableau récapitulatif des raffineurs de pétrole au Canada, 1950 et 1984 233

X-4 Implantations et retraits dans le raffinage, et acquisitions de raffineries par décennie, 1950 à 1984 236

X-5 Capacité de raffinage de pétrole au Canada, Utilisation par région, 1971 à 1984 241

X-6 Rendement de l'avoir des actionnaires et du capital engagé pour les raffineries de pétrole (CAÉ 365), l'ensemble des industries manufacturières et le rendement moyen des obligations du gouvernement, 1968 à 1982 244

X-7 Résumé des quantités reçues en vertu des contrats d'approvisionnement intérieur d'Impériale 252

X-8 Les accords d'approvisionnement d'Impériale: Essence automobile plus distillats, quantités reçues en vertu des contrats et nombre d'accords 253

XI-1 Importations de produits — 1960 à 1985 281

XI-2 Importations totales d'essences, de distillats moyens et de fuel lourd des États-Unis et d'autres endroits, et pourcentages de produits importés par des non-raffineurs, de 1982 à 1984 287

XIII-1 Indices moyens d'octane route de l'essence dans un certain nombre de zones urbaines, d'août 1982 à juillet 1983 324

XIV-1 Part du marché de l'essence au détail détenue par les grands raffineurs-fournisseurs 1974, 1980 et 1984 335

XIV-2 Part du marché de l'essence au détail détenue par les raffineurs-fournisseurs régionaux 1974, 1980 et 1984 336

XIV-3 Part du marché de l'essence au détail détenue par les indépendants 1974, 1980 et 1984 337

XIV-4 Part estimative du marché de l'essence détenue par les revendeurs indépendants 1981 à 1984 338

XIV-5 Nombre de stations distributrices de marques secondaires des *Majors*, de 1970 à 1982 343

XIV-6 Nombre (et taux de diminution) des points de vente d'essence au détail pour les *Majors* et l'industrie 1970, 1975 et 1980 345

XIV-7 Quantités annuelles moyennes d'essence des *Majors* et de l'industrie vendues au détail, 1970 et 1980 346

XIV-8 Variations du pourcentage du nombre des points de vente et débit moyen dans six centres urbains, 1974 à 1980 347

XIV-9 Ventes d'essence effectuées par les raffineurs intégrés dans les points de vente exploités par la société pétrolière 352

XV-1 Données relatives aux marchés de l'essence au détail de Petro-Canada à l'ouest du Québec 372

XVI-1 Moyenne annuelle des prix livrés et de certains prix de détail (taxe provinciale de voirie exclue) de l'essence ordinaire au plomb à Toronto 393

XVI-2 Soutien offert par la société Gulf Canada à ses concessionnaires, 1973 — 1981 397

XVI-3 Coût de distribution de l'essence au détail, 1984 422

XVI-4 Marges bénéficiaires des débouchés traditionnels au détail sur l'essence ordinaire au plomb dans certaines villes, 1984 et 1985 428

XVI-5 Marges bénéficiaires des libres-services au détail sur l'essence ordinaire au plomb dans certaines villes, 1984 et 1985 429

XVI-6 Détermination des cas où les marges brutes pouvant être réalisées par les diverses catégories d'indépendants en 1980 étaient inférieures aux coûts combinés de gros-détail d'Impériale dans les libres-services en 1981 435

XVI-7 Marges brutes annuelles moyennes sur l'essence pouvant être réalisées par les indépendants par rapport aux prix aux libres-services des *Majors*, 1979 à 1983 438

XVI-8 Marge de gros implicite pouvant être réalisée par les indépendants sur les ventes d'essence ordinaire au plomb au secteur commercial/industriel, 1973 à 1982 440

XVI-9 Marge de gros implicite pouvant être réalisée par les indépendants sur les ventes d'essence ordinaire sans plomb au secteur commercial/industriel, 1973 à 1982 441

XVI-10 Prix moyens aux débouchés traditionnels et aux libres-services de l'essence ordinaire au plomb, taxe provinciale non comprise, dans diverses villes, novembre 1983 à décembre 1984 446

XVIII-1 Répartition en pourcentage des foyers canadiens chauffés aux principales sources d'énergie, 1968 à 1984 465

XVIII-2 Fuels légers vendus sur le marché national de l'Est du Canada, 1970 à 1984 467

XVIII-3 Variation du nombre des détaillants indépendants de mazout au Québec, 1977 à 1982 468

XVIII-4 Estimation de la part du marché des indépendants de fuel léger, 1977 à 1980 469

XVIII-5 Estimation de la part du marché des indépendants de fuel léger, 1981 à 1984 470

XVIII-6 Marges de gros implicites dont ont disposé les revendeurs au chapitre des ventes de mazout faites à des établissements C/I, entre 1973 et 1982 481

XIX-1 Total des ventes de produits pétroliers dans l'Est du Canada, 1974 à 1985 487

XIX-2 Ventes des principaux produits pétroliers au Québec, 1974 à 1985 488

XIX-3 Mouvement interprovincial des produits pétroliers, 1974 à 1985 490

XIX-4 Exportations et importations de produits pétroliers du Québec, 1974 à 1985 491

Figures

Figure n°		Page
II-1	Les étapes de la production et de la distribution	20
II-2	Consommation énergétique canadienne selon la forme d'énergie	25
II-3	Les volumes des produits pétroliers raffinés au Canada	26
II-4	Taxes provinciales à la consommation de l'essence ordinaire au plomb, octobre 1985	36
X-1	Fonctionnement d'une raffinerie type	217
X-2	La capacité de raffinage et de production au Canada de 1940 à 1984	225
XII-1	Les ententes d'approvisionnement d'essence conclues par les raffineurs	304
XVI-1	Schéma hiérarchique des prix de détail et de gros de l'essence	390
XVI-2	La structure de la commission des agents opérant sous des marques privées	413
XVI-3	Le coût total moyen de la distribution au détail à court terme	417
XVI-4	Marges bénéficiaires annuelles brutes accessibles aux revendeurs indépendants d'essence ordinaire au plomb, pour certaines années entre 1974 et 1982	433
XVI-5	La différence entre les prix moyens pour le plein service et les prix camion-citerne moyens payés par les détaillants, pour Toronto métropolitain et Montréal métropolitain, 1979 à 1983	444

XVIII-1 Marges brutes annuelles des revendeurs indépendants de mazout à Toronto et Montréal 1973 à 1982 475

XVIII-2 Marges brutes mensuelles (fondées sur les profits moyens pondérés) accessibles aux deux plus petits revendeurs indépendants de mazout et à l'ensemble de ces revendeurs indépendants, 1979 à 1983 476

Carte Les canalisations principales et les raffineries ..... à la fin de ce volume

Préface

Si le projet de loi C-91 est adopté dans sa forme actuelle, le présent Rapport sera le dernier que la Commission sur les pratiques restrictives du commerce aura été appelée à rédiger en vertu d'une enquête sous l'article 47. Bien que la Commission ait eu, par les années passées, l'occasion de se pencher sur certaines industries de très grande envergure, nulle ne possédait la complexité, la volatilité, la taille et l'influence de l'industrie pétrolière. Sauf pour Petro-Canada, les *Majors* canadiennes sont toutes des filiales de sociétés qui exercent leur action à l'échelle mondiale et sont essentiellement des entités supranationales. La croissance et le succès de ces très grandes entreprises commerciales, joints à des opportunités parallèles pour les petites entreprises ou celles qui sont indépendantes, contribuent incalculablement au bien-être économique du Canada. Cependant, comme pour toute autre chose, il doit y avoir des contrôles pour assurer un équilibre entre le bien privé et les besoins publics. Dans ce cas, les contrôles sont les politiques nationales. Ce Rapport traite d'un de ces mécanismes de contrôle soit une politique efficace relative à la concurrence.

Accompagnée de contraintes pour tous ceux qui y ont pris part, l'enquête a été commencée par le Directeur en 1973 pour ensuite se continuer avec les procédures instituées devant la Commission en 1981. Les cinq dernières années ont été exhaustives et épuisantes pour les commissaires et encore plus pour les participants. Ainsi, deux seulement des quatre commissaires qui faisaient partie de l'enquête à l'origine sont encore présents aujourd'hui pour mettre le point final au Rapport et le signer. Nous sommes certains que des retraites, des fusions et même des forces majeures peuvent avoir occasionné des pertes comparables chez les sociétés pétrolières et chez les autres participants.

Quoiqu'il ne soit plus membre de la Commission depuis le mois de mai 1984, M. R.S. MacLellan a néanmoins su, en assistant à toutes ses audiences, lui apporter une aide précieuse et un encouragement moral. Il a pris connaissance des conclusions contenues dans le Rapport et partage les idées que celui-ci met de l'avant.

Les commissaires ont pu bénéficier d'un personnel restreint mais efficace y compris un Directeur exécutif et un conseiller juridique. Nous remercions ces personnes de leur aide et de leur persévérance spécialement le petit groupe qui a demeuré jusqu'à la fin. Sans leur présence, notre tâche n'en aurait été que plus accablante. Toutefois, les opinions exprimées dans le Rapport sont celles des commissaires. Ceux-ci ont pleinement adhéré à toutes les conclusions et recommandations, hormis celles qui ont trait au caractère prétendument excessif des prix pratiqués avant 1973.

Les commissaires souhaitent exprimer leur appréciation à chacun des témoins et des organisations dont les noms figurent à l'annexe B et qui, sans tenir compte de l'effort, du désagrément ou de la dépense que cette participation entraînait pour eux, ont patiemment expliqué à la Commission les multiples aspects de cette industrie fort complexe, de même que les divers événements bien particuliers qui se sont produits. Les preuves recueillies ont été fournies par de petites ou de grandes entreprises, des organismes gouvernementaux et des associations de consommateurs. Les commissaires ont examiné chacune de ces preuves de près et, dans la quasi totalité des cas, les ont trouvées utiles, même s'il ne leur a pas été possible d'en faire longuement état dans le Rapport.

Les derniers mois de l'enquête ont été marqués par des événements qui, par leurs incidences sur l'industrie canadienne et la politique gouvernementale, ont provoqué une vive réaction des milieux politiques et du public. Les commissaires se sont efforcés d'en tenir compte, notamment de la demande faite par le ministre de la Consommation et des Corporations, en janvier 1986, dans le cadre de son mandat.

Les commissaires, tout en présentant au Ministre leurs évaluations et recommandations ayant trait aux pratiques de l'industrie pétrolière, ont relié celles-ci, lorsque le contexte s'y prêtait, au projet de loi C-91, la nouvelle loi sur la concurrence dont le Parlement est actuellement saisi en espérant que celles-ci seront utiles au Ministre et au Parlement lorsque ceux-ci se penchent sur les questions de plus en plus importantes pour tous les Canadiens.

Le Rapport paraît en trois volumes: une version abrégée, formée des chapitres introductifs et des conclusions et recommandations; un deuxième volume renfermant le texte intégral du Rapport; et un troisième volume renfermant toutes les annexes.

La Commission apprécie la patience dont ont fait montre tous ceux qui attendent la parution du Rapport et elle espère que son modeste apport aidera les gouvernements, le public et, peut-être même, l'industrie pétrolière elle-même.

A

Introduction

I

Le contexte, le mandat et les buts de l'enquête

1. Une enquête . . . pour quoi faire?

La plupart des Canadiens ne prennent pleinement conscience de l'existence d'une industrie du pétrole qu'au moment où ils achètent de l'essence pour leur voiture. Après le temps qu'il fait, et peut-être après les impôts, peu de sujets suscitent autant de commentaires dans le public que le prix de l'essence. Il semble à de nombreux consommateurs que le prix de l'essence est établi sur des marchés insuffisamment concurrentiels. Comment expliquer autrement la parité presque parfaite des prix à la pompe dans toutes les stations-service d'une région donnée? Comment expliquer autrement le bel ensemble avec lequel les prix enregistrent une hausse et, parfois, une baisse?

Malgré son caractère hautement ostensible, l'industrie pétrolière continue de s'entourer d'un certain mystère et beaucoup ne laissent pas de la considérer avec méfiance ou scepticisme. Les gens se questionnent sur la relation entre les prix de l'essence au détail et les prix du brut. Les consommateurs canadiens paient-ils leur essence plus cher que leurs homologues d'outre-frontière aux États-Unis? Pourquoi les prix à la pompe seraient-ils de 0,10 $ à 0,15 $ le litre plus élevés dans certaines provinces et municipalités que dans d'autres situées à peu de distance?

Ceux qui posent toutes ces questions posent, par la même occasion et peut-être à leur insu, une question plus fondamentale encore, à savoir jusqu'à quel point la concurrence s'exerce-t-elle dans l'industrie pétrolière canadienne.

Au Canada, le principal instrument législatif fédéral servant à protéger l'intérêt public contre les comportements anticoncurrentiels est la *Loi relative aux enquêtes sur les coalitions*, «loi relative à la tenue d'enquêtes sur les coalitions, monopoles, trusts et fusions».

La *Loi relative aux enquêtes sur les coalitions* institue deux agents distincts pour son application: le Directeur des enquêtes et recherches et la Commission sur les pratiques restrictives du commerce. Comme son titre l'indique, le Directeur est un enquêteur ou «policier». Il mène des enquêtes en privé et, en raison de son évaluation de la preuve et des faits qu'il a réunis, il peut recommander ou amorcer des procédures d'exécution ou d'autres procédures en vertu de la Loi. Les gens confondent souvent le rôle du Directeur et celui de la Commission. Durant cette enquête, les médias ont souvent fait état de faits rendus publics par le Directeur comme s'il s'agissait d'un rapport de la Commission. Celle-ci est entièrement distincte du Directeur. La Commission fait office d'organisme indépendant chargé d'examiner les faits, ou de tribunal; à certains égards, elle s'apparente à une cour de justice. Elle assume, entre autres responsabilités, celle de faire rapport de ses appréciations et recommandations au Ministre, et elle a le pouvoir, dans certains types de procédures (ce que la présente n'était point) d'émettre des ordonnances exécutoires concernant certaines formes de distribution. Dans l'exercice de ses charges, la Commission peut — et c'est ce qu'elle a fait dans la présente cause — recevoir des témoignages publics de la part de toutes les personnes intéressées.

La Loi distingue le mandat et les pouvoirs du Directeur du mandat et des pouvoirs de la Commission. Les articles de la Loi en vertu desquels la présente enquête a été menée prévoient pertinemment ce qui suit:

> 47. (1)*a*) Le *directeur* peut, de sa propre initiative (. . .) procéder à une enquête sur *l'existence et l'effet de conditions ou pratiques* qui se rapportent à quelque produit pouvant faire l'objet d'un négoce ou d'un commerce, et qui se *rattachent à des situations de monopole ou à la restriction du commerce* (. . .).
>
> 47. (2) Il est du devoir de la *Commission* d'examiner toute preuve ou matière qui lui est soumise en vertu du paragraphe (1), ainsi que la preuve ou matière nouvelle qu'elle estime opportun d'étudier, et d'en faire rapport par écrit au Ministre, et, pour les fins de la présente loi, tout semblable rapport est réputé un rapport prévu par l'article 19.
>
> 19. (2) Le rapport (. . .) doit passer la preuve et la matière en revue, estimer l'effet, sur l'*intérêt public*, des arrangements et pratiques révélés par la preuve et contenir des recommandations sur l'application des recours prévus par la présente loi ou d'autres recours.
>
> [Italiques de la Commission]

La Loi prévoit également que six personnes adultes résidant au Canada qui sont d'avis qu'une personne (ou une société) a violé ou transgressé la *Loi relative aux enquêtes sur les coalitions* ou a commis ou est en train de commettre une activité qui peut être remédiée sous la Loi peuvent demander

au Directeur de mener une enquête sur le sujet de la plainte. C'est justement une «plainte de six citoyens» qui a conduit à l'enquête qui fait l'objet du présent Rapport.

En février 1973, des personnes représentant l'Association des consommateurs du Canada ont demandé que le Directeur enquête pour savoir si les augmentations du prix de l'essence et du mazout imposées un mois plus tôt par un certain nombre de sociétés pétrolières canadiennes, résultaient d'une conspiration, et pour établir, d'une façon plus générale, si oui ou non l'intégration verticale avait contribué à maintenir à un niveau trop élevé les prix de l'essence et du mazout.

Le Directeur a réagi à cette démarche en déclenchant une enquête à titre privé et confidentiel. Au départ, il ne pouvait pas savoir quelles procédures, le cas échéant, pourraient lui sembler les plus appropriées à la conclusion de son enquête. Aux termes de la Loi, il pouvait: 1) interrompre l'enquête; 2) soumettre la preuve à l'examen de la Commission ou, directement au procureur général pour savoir s'il convenait d'intenter des poursuites en vertu du Code criminel ou de recourir à une autre sorte d'action; 3) en référer à la Commission pour qu'elle émette des ordonnances interdisant à des personnes ou à des sociétés bien définies d'adopter certains comportements; 4) porter la preuve et les faits à la connaissance de la Commission en vertu des dispositions de l'article 47 de la *Loi relative aux enquêtes sur les coalitions*. Il a choisi cette dernière solution.

Par après, le Directeur a fait savoir qu'au cours de son enquête, exerçant les pouvoirs que la Loi lui confère en cette matière, il avait fait saisir un grand nombre de documents dans les locaux de plusieurs sociétés pétrolières en 1973, 1974 et 1978. En 1975, il avait entendu plusieurs témoins assermentés, et en 1976, il avait exigé et avait obtenu des rapports écrits de la part de plus de 90 sociétés de pétrole et de pipelines. Il avait eu, en outre, des entrevues avec des concessionnaires d'essence et de mazout. D'autres informations avaient été puisées à diverses sources publiques. A la suite de ces mesures d'enquête, le Directeur a rédigé un «Exposé de la preuve et de la matière» ou «Livre vert», composé de sept volumes.

Le 27 février 1981, le Directeur présentait son Livre vert à la Commission, conformément à l'article 47 de la Loi. Ce livre vert, intitulé *État de la concurrence dans l'industrie pétrolière au Canada* contenait presque 1 400 pages de texte. Ses affirmations reposaient sur quelque 100 volumes de documents saisis et d'autres éléments de preuve. Elles avaient trait à l'enquête du Directeur au sujet de «l'exploration pétrolière, ainsi que de l'importation, la production, l'achat, la fabrication, l'entreposage, le

transport, la distribution, l'échange, la vente et l'approvisionnement de brut, de pétrole, de produits pétroliers raffinés et de produits connexes».

La Commission est tenue par la Loi d'étudier la preuve et la matière reçues du Directeur, avec toute preuve ou matière nouvelle qu'elle juge opportune, et de faire rapport de son appréciation et de ses recommandations au ministre de la Consommation et des Corporations. Il importe de bien connaître la nature d'une enquête menée en vertu de l'article 47. Bien que beaucoup de faits et d'arguments se rapportent souvent à la conduite d'une société ou aux interventions de l'État en cause et à leurs conséquences respectives, une enquête menée en vertu de l'article 47 est essentiellement un examen des mécanismes du ou des marchés impliqués. Il ne s'agit pas d'un procès, non plus que d'une attribution de droits. Aucune ordonnance exécutoire n'est émise à l'encontre des intérêts de quiconque. Le rapport de la Commission a un caractère consultatif. Les décisions quant aux mesures à prendre, le cas échéant, relèvent du Ministre, du gouvernement et des agents chargés de l'exécution de la loi, et non de la Commission.

Le Livre vert, tel qu'il a été présenté à la Commission en 1981 (et aussi d'après divers communiqués de presse envoyés aux médias par le Directeur peu après la publication de l'ouvrage), n'était rien de plus que la déclaration du Directeur à propos de ce qu'il croyait, en se fondant sur les faits dont il disposait à l'époque, pouvoir «démontrer» lors de procédures ultérieures. A l'époque où le Livre vert a été présenté à la Commission, ce document avait encore un caractère confidentiel. Personne n'avait eu encore l'occasion de contester son interprétation ni son analyse des faits. Le Livre vert pourrait être assimilé à une déclaration du procureur ou à celle d'un requérant.

Comme le laisse entendre la longueur du titre officiel de la matière traitée par le Directeur, le Livre vert a examiné un large éventail d'activités industrielles, y compris la fourniture de brut étranger et indigène aux raffineurs canadiens, le transport par bateau et par pipeline du brut aux raffineries, le raffinage au Canada et la distribution des produits raffinés, notamment l'essence, aux utilisateurs finals au Canada. Dans les termes les plus généraux, le Directeur a conclu, compte tenu de l'étude qu'il avait faite en privé et de la matière dont il disposait, à l'existence de conditions et de pratiques, dans chaque secteur de l'industrie, qui n'étaient pas souhaitables en raison de leur nature monopolistique et restrictive; il a aussi conclu que le fait que les mêmes grandes sociétés «dominaient» dans chacun des secteurs facilitait et amplifiait l'effet de ces pratiques indésirables.

Quoique le Livre vert et les comptes rendus des médias à la suite de sa publication aient insisté sur la conduite d'un certain nombre de sociétés pétrolières au Canada, il a également fait état de l'examen, par le Directeur,

de certaines politiques d'État qui, à son avis, avaient affaibli la concurrence dans l'industrie.

Même si le Livre vert traitait presque exclusivement de faits et de circonstances survenus de 1958 à 1973, le Directeur a signalé dans le Livre vert, en 1981, que «se fondant sur sa connaissance de l'industrie pétrolière à ce jour, le Directeur est en mesure d'affirmer que les grandes questions qui se posaient déjà lorsque l'enquête sur l'industrie pétrolière a été instituée en 1973 conservent aujourd'hui encore toute leur importance». Le Directeur a fait à la Commission douze recommandations qu'à son avis il est nécessaire d'observer pour traiter «les pratiques et conditions monopolistiques entravant le commerce découvertes au cours de l'enquête».

Comme on l'a dit, l'enquête du Directeur a été menée confidentiellement et le Livre vert avait un caractère confidentiel quand il a été présenté à la Commission. Cependant, le contenu du Livre vert et en particulier l'établissement des prix du pétrole entraînent, à juste titre, des sujets du plus vif intérêt pour le public, mais aussi des sujets de préoccupation. Une foule de personnes, dont les grandes sociétés pétrolières, objet des critiques contenues dans le Livre vert, ne sont pas les moindres, avaient intérêt à connaître l'étude du Directeur et ses recommandations. Compte tenu du grand intérêt porté au fonctionnement de l'industrie pétrolière et des grandes questions soulevées dans le Livre vert concernant la politique en matière à la fois d'énergie et de concurrence, le président de la Commission a ordonné, conformément à l'article 27 de la Loi, que celle-ci entende les témoignages et reçoive les commentaires ainsi que les suggestions en public. Aux yeux de la Commission et de son président, il était impérieux que les sociétés pétrolières et tous les autres intéressés, y compris les organismes des gouvernements fédéral et provinciaux, aient toute la latitude voulue pour exposer les faits et faire des commentaires relatifs au travail du Directeur et, ce qui importait peut-être davantage, à l'élaboration actuelle et future de la politique d'État concernant les événements après 1973 dans les secteurs aval et amont de l'industrie pétrolière et auxquels le Livre vert ne s'était pas attardé.

La publicité qui a entouré la parution du Livre vert n'a pas permis à la population canadienne d'en bien comprendre la nature ou la teneur. D'emblée, en effet, les médias se sont empressés de proclamer que pendant une longue période les consommateurs canadiens avaient été «dupés» (terme que le Directeur n'a pas utilisé dans l'exposé de sa preuve) par les grandes sociétés pétrolières implantées au pays. L'allégation du Livre vert voulant que les consommateurs canadiens aient versé quelque douze milliards de dollars en trop à l'industrie pétrolière, et que cette «majoration excessive des prix» se poursuive, a immédiatement provoqué un tollé général au Parlement et ailleurs. Les sociétés pétrolières ont réagi sur-le-champ à ces attaques en

organisant leurs propres campagnes de publicité afin de nier tout comportement illégal ou immoral de leur part. Divers groupements d'intérêts ont donné au Livre vert et aux divers rapports de presse l'interprétation qui les avantageait.

Le caractère excessif et adverse de certaines des critiques et conclusions formulées par le Directeur et les moyens qu'il a mis en oeuvre pour les rendre publiques ont conféré un caractère antagonique à l'ensemble des audiences de la Commission.

En général, lorsqu'elle mène une enquête en vertu de l'article 47, la Commission s'intéresse uniquement à des questions qui ont un intérêt actuel ou futur et elle n'a recours aux faits et documents historiques que dans la mesure où ceux-ci peuvent l'aider à comprendre le présent. Dans ce cas-ci, toutefois, le Directeur a formulé à l'endroit de certaines sociétés pétrolières et, dans une moindre mesure, de certaines politiques gouvernementales des critiques très graves qui avaient trait à des incidents politiques et pratiques des années 1960 et 1970; ces critiques ont été faites, à l'occasion, sur un ton qui a enflammé l'opinion publique lors de la parution du Livre vert. L'impartialité exigeait que la Commission accorde à ceux qui avaient été l'objet des critiques la possibilité de répliquer, et à ceux qui désiraient appuyer la position du Directeur, l'occasion de s'exprimer. La Commission estimait de surcroît, qu'elle devait au public de rendre une décision sur ce que la preuve révélait au sujet des critiques, une fois toutes les réactions entendues. Cette obligation morale a alourdi considérablement la tâche dont la Commission aurait normalement dû s'acquitter, les dossiers à compulser étant fort volumineux. Elle ne pouvait cependant s'y soustraire puisque la réputation de sociétés qui continuent de faire affaire avec le public était en jeu. C'est pourquoi le Livre vert a pris une importance plus grande que les exposés de la preuve qui ont été soumis à la Commission dans le cadre de ses enquêtes antérieures en vertu de l'article 47.

Il y a eu, au cours des ans, diverses enquêtes qui, sous une forme ou une autre, ont porté sur certains aspects de l'industrie pétrolière au Canada. Quelques-unes ont été menées par des organismes provinciaux, d'autres par des organismes fédéraux; d'autres encore, portant sur des points très précis, ont été conduites par la Commission elle-même. Cette dernière a tiré parti de tous les rapports rédigés à la suite de ces enquêtes, mais sans qu'il y ait eu double emploi. Cependant, aucune de ces études antérieures n'a eu la portée de la présente enquête, ni provoqué un intérêt aussi général compte tenu du fait indéniable qu'en 1971, l'essence se vendait environ 0,11 $ le litre, alors qu'en 1985, elle se vendait 0,50 $ le litre. Aujourd'hui, l'intérêt des députés, du public et des médias se tourne vers la baisse des prix mondiaux du brut et vers la relation entre ces prix et les prix au détail des produits pétroliers.

2. La conduite et la procédure des audiences

Pour bien traiter le sujet vaste et complexe de l'enquête et obtenir de tous les intéressés une participation efficace, la Commission a pris des mesures pour que ceux-ci aient une occasion réelle et équitable de répondre au Livre vert ou d'y ajouter d'autres points ou éléments de preuve. Elle a également compris l'importance de bien définir les enjeux en cause et de gérer efficacement les audiences. Premièrement, à la suite d'une conférence préparatoire générale tenue en juillet 1981, la Commission a adopté des règles de pratique et de procédure dont l'une des dispositions prévoyait que l'essentiel de tous les témoignages serait communiqué à l'avance, par écrit, à toutes les personnes désirant en être informées préalablement en vue de préparer leur contre-témoignage ou de présenter d'autres éléments de preuve. Deuxièmement, après avoir entendu les exposés préliminaires, la Commission a, de décembre 1981 à février 1982, tenu des audiences dans diverses villes du Canada afin de faciliter la participation de groupes locaux souhaitant être entendus et de circonscrire la portée et l'urgence des problèmes existant, le cas échéant, dans une région donnée du pays, quant à tout aspect du déroulement de l'industrie pétrolière canadienne. Comme c'est généralement le cas, ces audiences de la Commission ont été annoncées à l'avance par les journaux et d'autres organes d'information.

Les plaintes formulées au cours des audiences régionales tenues au début de l'enquête ont donné aux commissaires un premier aperçu de la façon dont leur rôle était perçu par la base. Les audiences initiales auxquelles ont témoigné les détaillants d'essence et de mazout et les représentants de leurs associations, ont donné à l'enquête le ton fortement antagonique qui allait marquer ses échanges et ont laissé deviner les profonds courants émotionnels qui se manifesteraient tout au long de celle-ci. Certaines des questions soulevées au cours des audiences régionales, bien que ne relevant pas du mandat de la Commission, ont néanmoins servi à lui communiquer une foule de renseignements sur le mode de fonctionnement de l'industrie pétrolière. Les consommateurs ont également eu l'occasion de faire connaître leurs vues. Naturellement, leurs ressources et leurs informations étaient limitées par rapport à celles des autres participants.

Enfin, si l'on a pu prendre le pouls de la nation, opération toujours malaisée, cela n'a servi qu'à diagnostiquer que celle-ci n'est qu'un regroupement artificiel de plusieurs groupes aux intérêts très divergents. Il n'y avait là rien de neuf, et la Commission a puisé à d'autres sources pour aborder le reste de l'enquête et, en particulier, pour rédiger son Rapport.

A son retour à Ottawa, la Commission a, par souci d'efficacité et d'économie, organisé ses audiences, dans la mesure du possible, de manière à

aborder son sujet en fonction des trois phases suivantes: la situation internationale, le raffinage et la commercialisation. Au cours de chaque phase, elle entendait d'abord le témoignage du Directeur, puis ceux d'autres personnes ne représentant pas les sociétés de raffinage et, enfin, ceux des sociétés de raffinage qui connaissaient alors très bien les diverses critiques formulées à leur endroit et étaient ainsi mieux en mesure d'y répondre. Lorsqu'elle jugeait que le témoignage de certaines personnes qui n'avaient pas comparu aurait pu être utile, la Commission prenait elle-même les dispositions nécessaires pour que celles-ci viennent témoigner.

Les preuves soumises au cours d'enquêtes publiques ont tendance à avoir une portée assez vaste. Bien que ce soit au Directeur qu'il incombe de préparer la «matière» devant être présentée à la Commission, il arrive souvent que des groupes d'intérêt et des particuliers qui n'ont pas témoigné à la demande du Directeur désirent aussi être entendus. Une enquête déjà vaste et complexe a tendance à le devenir davantage lorsqu'au nombre de ses participants il faut compter le public, y compris des professionnels de l'industrie en cause souhaitant communiquer une plainte ou faire part d'un point de vue à la Commission. Comme dans le cas des autres témoignages, il était souvent difficile de décider à l'avance si ces interventions simplifieraient le règlement des questions essentielles.

La Commission a tenu des audiences pendant plus de 200 jours et a entendu plus de 200 témoins (la transcription de la procédure compte plus de 50 000 pages). Elle a en outre reçu environ 1 800 pièces qui, pour bon nombre, étaient des documents longs et complexes, et dont l'une était constituée d'une centaine de volumes de documents cités par le Directeur dans le Livre vert.

Bien que la Commission ait exercé, lorsque nécessaire, son pouvoir d'émettre des citations à comparaître au cours de l'enquête, elle a généralement bénéficié tout au long de celle-ci de la pleine collaboration des sociétés pétrolières, des organismes fédéraux et provinciaux, bref de la plupart de ceux qui ont comparu devant elle ou à qui elle a demandé de l'aide. Chaque grande société pétrolière a présenté un témoignage complet et détaillé par l'entremise de cadres supérieurs et de collaborateurs expérimentés qui, tous, se sont soumis aux longs interrogatoires du Directeur, de la Commission et d'autres personnes. Les représentants des sociétés pétrolières et bien des témoins se sont aussi, dans une grande mesure, empressés de répondre, par écrit, à d'autres questions et demandes de renseignements de la Commission.

Les enquêtes en vertu de l'article 47 ont toujours été publiques. Cependant, sur demande, certains témoignages considérés comme confiden-

tiels ont de temps à autre été entendus à huis clos. Ces témoignages ont été rendus publics dans la mesure où le permettait la recherche d'un équilibre entre l'intérêt pour le public de savoir les faits et le dommage possible causé aux parties et à la concurrence. Quant aux rapports, ils ont toujours été, comme celui-ci, publiés en entier. Des mesures ont été prises pour respecter le plus possible le caractère confidentiel des renseignements de nature commerciale, sauf si la divulgation de ces renseignements était nécessaire pour les besoins essentiels du Rapport.

Le public a pu assister à la plupart des audiences. Il est arrivé à quelques reprises que la Commission permette à certains témoins de s'abstenir de communiquer à leurs concurrents ou à d'autres des stratégies ou politiques commerciales qu'ils jugeaient confidentielles. Lorsqu'elle a entendu à huis clos les témoignages concernant ces points particuliers, dans les cas où elle a jugé que cette manière de procéder répondait le mieux au besoin d'efficacité et d'impartialité de la procédure, il a d'abord été convenu que les commissaires étudieraient ensuite la preuve ainsi présentée et, après que l'occasion de soumettre d'autres exposés aurait été donnée aux intéressés, qu'ils en diffuseraient les éléments soulevant des aspects d'intérêt public ou des questions de concurrence précises, afin que tous les participants soient informés et puissent présenter leur point de vue. Ainsi, un énoncé descriptif général de la partie de la preuve restée confidentielle a été diffusé dans une forme acceptable pour la Commission, le Directeur et les personnes directement concernées.

Après audition de tous les témoignages sur des questions précises, la Commission a reçu sur ces mêmes questions les argumentations écrites du Directeur, d'autres personnes qui avaient des critiques à formuler à l'endroit des raffineurs et, au bout du compte, des raffineurs eux-mêmes. Ces exposés écrits étaient longs et détaillés et ils ont été très utiles à la Commission.

3. Le mandat et les buts

Le mandat de la Commission est énoncé dans la *Loi relative aux enquêtes sur les coalitions* et, plus particulièrement en ce qui concerne la présente enquête, à l'article 47.

Aux termes de l'article 47 les délibérations de la Commission portent sur «l'existence et l'effet de conditions ou pratiques qui se rapportent à quelque produit pouvant faire l'objet d'un négoce ou d'un commerce et qui se rattachent à des situations de monopole ou à la restriction du commerce».

Une lecture même cursive du libellé de l'article 47 et de l'article 19(2) de cette disposition permet de constater que le mandat de la Commission est

défini en termes très généraux. On laisse à la Commission le soin d'interpréter ces termes et de les définir plus précisément. La Commission estime qu'elle a certaines tâches essentielles à accomplir. La première consiste à établir s'il existe effectivement une situation de monopole ou une restriction du commerce. Dans l'affirmative, elle doit en deuxième lieu établir si la situation ou la restriction a un effet appréciable sur le marché. En dernier lieu, il lui faut décider si elle doit recommander l'application de mesures appropriées prévues éventuellement par la politique en vigueur ou la modification de celle-ci en vue d'éliminer ou de réduire le problème, ou de compenser ses effets de quelque autre façon.

A ces exigences s'ajoute la prescription selon laquelle la Commission doit «estimer l'effet sur l'intérêt public» des arrangements ou pratiques en cause. L'idée que la Commission se fait de l'intérêt public doit s'inspirer du contexte créé par la Loi. Cela dit, elle ne peut faire fi des autres questions d'intérêt public ou des autres objectifs des politiques de l'État, ni les traiter à la légère. Bref, dans l'exécution de son mandat, la Commission ne doit pas perdre de vue que les décideurs doivent souvent composer avec des politiques dont les objectifs sont en conflit et qu'ils doivent transiger pour en arriver à un équilibre.

Pour ce qui est de la première des trois exigences susmentionnées, il est souvent difficile de déterminer s'il existe une situation de monopole ou une restriction du commerce. L'affaire est rarement d'une très grande netteté et laisse habituellement beaucoup de place au jugement. A titre d'illustration, la pratique des ventes en consignation[1], examinée plus loin dans le présent Rapport, peut être vue comme un mécanisme par lequel les sociétés pétrolières subventionnent leurs concessionnaires quand les prix à la pompe chutent en deçà des niveaux habituels, pendant une guerre des prix par exemple. Par ailleurs, cette même pratique pourrait être considérée comme un moyen par lequel les sociétés pétrolières acquièrent le droit de fixer les prix au détail à leurs propres fins. On peut tout aussi bien estimer que la pratique a ce double effet. La Commission doit donc décider si elle peut tirer des généralisations quant à l'effet net de la pratique ou établir si elle n'est nuisible que dans certaines conditions particulières du marché et, le cas échéant, si ces conditions peuvent être facilement caractérisées.

Dans une enquête menée en vertu de l'article 47, la deuxième exigence consiste à établir dans quelle mesure la condition ou la pratique en cause

---

1. La vente en consignation désigne la situation dans laquelle le raffineur, au moyen de contrats d'agence, demeure propriétaire du carburant, tandis que ses concessionnaires reçoivent, à titre d'agents, des commissions unitaires.

perturbe la concurrence. Il est peu probable que des événements isolés, qui ne se reproduiront vraisemblablement pas, ou ceux dont les effets sont négligeables appellent des mesures correctives. Le principe directeur de la Loi, qui est d'empêcher la réduction sensible de la concurrence, de même que la présence dans le texte de qualificatifs comme «indûment» et «considérable», suggèrent, du point de vue de l'intérêt public, qu'il y ait non-intervention sauf dans les cas où les agissements de ceux qui exercent des activités commerciales ont des effets négatifs appréciables sur la concurrence. La seule exception éventuelle à cette règle serait la pratique qui, de l'avis de la Commission, ne présente aucun élément bénéfique du point de vue de l'intérêt public.

Pour satisfaire à l'une ou l'autre des exigences susmentionnées, ou aux deux, la Commission doit conclure que la condition ou la pratique en cause crée, augmente ou consolide un *pouvoir commercial*, soit le pouvoir de limiter l'approvisionnement et de contrôler ainsi les prix. Un tel contrôle existe potentiellement quand les fournisseurs sont peu nombreux et peuvent facilement s'entendre sur les prix, quand les acheteurs sont nombreux et ne disposent pas d'un pouvoir de négociation ou de renseignements suffisants, quand l'approvisionnement ne peut facilement être augmenté par le recours à l'importation, quand des produits de remplacement n'existent pas et quand l'expansion des petits concurrents ou l'implantation de nouvelles entreprises est difficile. Voilà les critères qui ont servi à caractériser les conditions du marché en regard desquels les pratiques visées par l'enquête ont été examinées.

Il a déjà été dit par Churchill que les faits sont comme des papillons — la dernière personne qui arrive à les discerner en plein vol possède une connaissance avantageuse quant à leur couleur et à leur forme. S'il est vrai que les facteurs qui sous-tendent un pouvoir commercial se définissent aisément, il existe par contre des différences d'opinions marquées quant à leur importance relative. De plus, il est souvent difficile d'évaluer les effets concrets de ces facteurs et il vaut mieux, pour ce faire, les considérer dans leur contexte historique et dynamique plutôt qu'à un moment précis. En règle générale, pour ce qui est de la constitution d'un pouvoir commercial, l'importance accordée au nombre de grands concurrents sur un marché varie considérablement dans les ouvrages ou revues juridiques et économiques depuis de nombreuses années. Cela est également vrai des facteurs qui constituent un obstacle à l'implantation de nouveaux concurrents. Sans négliger l'évolution des notions légales et économiques et des études empiriques portant sur les variables qui constituent des facteurs clés dans l'établissement, le maintien ou la consolidation d'un pouvoir commercial, c'est malgré tout sur les faits établis que la Commission doit fonder ses jugements afin d'être pragmatique.

Le pouvoir commercial est l'avers de la médaille. Il est en effet généralement reconnu que certaines pratiques peuvent entraîner une emprise accrue sur l'approvisionnement et les prix aussi bien que des gains sur le plan de l'efficacité. C'est là un facteur à prendre en considération dans l'évaluation du caractère éventuellement monopolistique d'un comportement ou d'une situation. Il faut également en tenir compte lorsqu'on décide s'il y a lieu de recommander des mesures correctives. La Commission doit établir dans quel domaine les effets se font sentir le plus: sur le pouvoir commercial ou sur la réduction des coûts. Les conditions d'approvisionnement dans le secteur du raffinage — caractérisé par de grandes installations dont les frais fixes sont élevés — soulèvent précisément des questions de ce genre où il faut trancher entre le pouvoir commercial et l'efficacité économique. A partir de quel point peut-on affirmer qu'il est dans l'intérêt public que le nombre de concurrents sur le marché soit plus grand ou qu'ils soient moins nombreux mais dotés d'installations de raffinage plus grandes et plus efficaces? Dans quelle mesure l'intérêt de réduire le risque et le coût des immobilisations de grande envergure que nécessitent les raffineries justifie-t-il les accords d'approvisionnement à long terme qui ont tendance à fermer ces marchés aux concurrents existants ou éventuels? De façon générale, dans quelle mesure l'industrie s'adapte-t-elle aux forces du changement et quelles restrictions de cette capacité d'adaptation pourraient se justifier du point de vue de l'intérêt public? Il s'agit là de questions de jugement qui ne peuvent malheureusement se réduire à de simples calculs quantitatifs et à des comparaisons de rentabilité. La réponse doit se fonder sur des renseignements qui sont rarement exempts de toute ambiguïté et qui admettent parfois des différences de vues plausibles.

Cette façon d'évaluer les situations ou les comportements particuliers laisse dans l'ombre certaines particularités que la présente enquête partage avec bon nombre des enquêtes qui l'ont précédée. Les pratiques en question ne peuvent être examinées en vase clos; elles doivent l'être en fonction d'autres pratiques, de l'environnement que suscitent de nombreuses politiques d'État et du jeu des forces du marché international. Au moment de formuler conclusions et recommandations, la Commission s'est longuement penchée sur les politiques d'État afin de déterminer si elles constituaient des entraves au bon fonctionnement des marchés.

Il importe d'ajouter que le rôle de la Commission ne consiste pas à protéger les concurrents particuliers, mais bien de protéger et de favoriser la concurrence. Par conséquent, elle n'a pas à secourir ni à protéger les particuliers, groupes ou sociétés qui éprouvent des difficultés face aux tactiques concurrentielles admissibles de leurs concurrents sur le marché. Il ne faut donc pas que le lecteur s'attende que le présent Rapport recommande d'accorder une protection ou un traitement spécial à certaines parties aux prises avec une concurrence légitime.

Le terme *concurrence* peut évoquer chez diverses personnes des choses bien différentes et, à moins de l'utiliser avec précision, on risque de gêner la communication et d'obscurcir l'analyse. L'expression *concurrence par les prix*, prise dans le sens où elle fait intervenir l'intérêt public, désigne un *processus* par lequel les prix sont établis. L'action des commerces rivaux fixe la limite supérieure des prix qu'une entreprise peut demander pour ses produits. De plus, cette action par les commerces rivaux incite sans cesse cette entreprise à faire baisser ses coûts de façon à pouvoir, en pratiquant les prix les plus forts que supportera le marché, réaliser des profits suffisants pour attirer des investisseurs. Cette condition du marché exige que chacun tente continuellement d'attirer la clientèle de ses concurrents grâce à des prix avantageux ou d'autres moyens, ce qui, conséquemment, exige un nombre raisonnable de concurrents. Dans les marchés concurrentiels, les prix demandés par les divers concurrents tendent inévitablement vers un même niveau, car tous les moyens de réduction des coûts auront été adoptés par tous les concurrents (survivants).

Toutefois, cela ne signifie nullement qu'on puisse affirmer, lorsque les prix des diverses entreprises sur un marché donné sont à peu près les mêmes, que ceux-ci sont nécessairement des «prix concurrentiels». Pourtant, tout au long de l'enquête, de nombreux témoins ont utilisé le mot «concurrence» dans ce sens superficiel. Cette notion restreinte, caractéristique des personnes satisfaites de leur part «assurée» du marché, signifie seulement que l'entreprise se contente de fixer ses prix de façon à ne pas perdre sa clientèle au profit de ses concurrents. Ce concept de la «concurrence», qui supprime complètement ou presque l'impératif de la performance, est caractéristique de l'immobilité de ceux qui ne souhaitent que maintenir leur rente de situation et suppose un pouvoir et une capacité de fixer les prix sans subir, dans la mesure où le dicte l'intérêt public, les pressions de la concurrence. Les pressions à la baisse que les prix devraient normalement exercer sur les coûts sont absentes ou à tout le moins insuffisantes.

La concurrence signifie donc le bon fonctionnement des marchés, marchés qui favorisent et qui imposent la rivalité entre les concurrents pour la clientèle des consommateurs. Le bon fonctionnement des marchés permet également l'expansion des petits concurrents qui se montrent à la hauteur de la tâche et l'implantation de nouveaux concurrents et de nouvelles façons de faire. Le progrès technique et les nouvelles technologies sont les grands leviers de la concurrence dans l'industrie. Ils sont les moyens de destruction créatrice qui éliminent le monopole et l'inefficacité, et privilégient la pénétration de nouveaux concurrents et l'efficacité économique.

De plus, prise dans son sens propre, la «concurrence» n'admet pas l'idée de prix «équitables». Les entreprises n'ont pas plus droit à des prix «équitables»

qu'à des profits «satisfaisants». Si elles sont relativement novatrices ou si elles réduisent suffisamment leurs coûts d'exploitation, il existera entre les prix maximums que supportera le marché et leurs propres coûts une marge leur permettant, à bon droit, de réaliser des profits appréciables, même très intéressants. Elles pourront jouir de ces prix et ces profits aussi longtemps que d'autres entreprises, ayant pénétré sur le marché et montré une performance équivalente ou meilleure, n'auront pas, par leur concurrence, fait baisser les profits. Les entreprises qui, à la longue, ne sont pas à la hauteur de la situation quittent l'industrie. Les consommateurs ne leur doivent aucunement une sinécure. Voilà la fonction essentielle des prix et des profits et la façon dont ils répartissent les ressources dans l'économie de marché. Il va sans dire que cette fonction dépend de l'élimination des obstacles à l'entrée injustifiés.

Dans le même ordre d'idées, les consommateurs n'ont pas non plus droit à des prix «équitables», mais seulement à des prix déterminés par le processus de la concurrence. Il est manifeste que cette règle avantage les consommateurs.

Mentionnons, en dernier lieu, qu'il faut s'attendre qu'une enquête, et à plus forte raison une enquête publique, soit l'occasion pour plusieurs de soulever des questions et de présenter des doléances dont bon nombre concernent peu, sinon pas du tout, l'état de la concurrence et ne ressortissent donc pas du mandat de la Commission. Celle-ci, par exemple, n'a pas pour rôle de régler les différends découlant d'un contrat entre acheteur et vendeur, ni les différends particuliers entre propriétaire et locataire. Au chapitre III, la Commission mentionne les quelques questions et recommandations, parmi plusieurs exprimées au cours de l'enquête, qui, à son avis, ne sont pas de son ressort.

Les commissaires ont cru qu'il serait utile, avant de passer à d'autres sections du Rapport et à ses conclusions et recommandations, de donner au lecteur un aperçu vulgarisé de l'industrie pétrolière canadienne et ensuite de résumer les inquiétudes et points de vue des intervenants.

II

Un aperçu de l'industrie

1. Introduction

Le présent aperçu vise à familiariser le lecteur «profane» avec le contexte dans lequel s'inscrivent les questions étudiées dans le Rapport de la Commission soit l'industrie pétrolière canadienne. On y décrit les étapes de la production et de la distribution au sein de l'industrie, en les situant sur le plan géographique, les rapports entre l'industrie canadienne et l'industrie internationale, et l'évolution des politiques d'État canadiennes, dont bon nombre ont été adoptées et modifiées en réaction aux pressions internationales. Tout au long de cette description, les auteurs du Rapport s'efforcent de mettre en lumière les grandes tendances de l'industrie. Dans le corps du Rapport, on trouvera des données plus précises sur l'industrie, sur son marché et sur les diverses sociétés pétrolières. Ce chapitre constitue en quelque sorte la toile de fond sur laquelle se détachent ces nombreux éléments.

L'industrie pétrolière canadienne comprend la recherche de pétrole et d'autres hydrocarbures, la production, le transport et le raffinage du brut ainsi que la commercialisation au Canada des produits pétroliers raffinés comme l'essence, le carburant diesel et le mazout. Chacun de ces secteurs possède ses caractéristiques propres, qu'il s'agisse des modes de production et de distribution, de l'utilisation finale du produit ou des forces du marché qui influent sur la distribution. Sous le rapport de leur utilisation finale, les produits pétroliers sont principalement utilisés sous la forme d'énergie pour les transports, la production d'électricité et le fonctionnement des machines industrielles, de même que pour le chauffage domestique et industriel et pour la fabrication de produits pétrochimiques, d'huiles de graissage et d'asphalte.

Les produits pétroliers sont des ressources relativement homogènes. En effet, la plupart des consommateurs ne se soucient pas de la marque d'essence qu'ils achètent pour leur voiture ni de celle du mazout qui sert à chauffer leur maison. C'est pourquoi les raffineurs ont pu distribuer de l'essence et du mazout de leur marque tout en puisant dans les mêmes réservoirs les produits qu'ils fournissaient à des raffineurs concurrents en vertu d'accords d'échange, de même qu'à des distributeurs qui les revendaient alors sous leur propre

marque. De l'essence c'est de l'essence, quelle qu'en soit la marque. Cet aspect méconnu de la question est examiné en détail au chapitre XIII.

Certains secteurs de l'industrie pétrolière canadienne sont fortement concentrés puisqu'un petit nombre de sociétés accapare une large part du marché. La plupart des grandes sociétés sont aussi verticalement intégrées, ces sociétés exerçant leur activité dans plus d'un secteur de l'industrie, que ce soit l'exploration ou la recherche de nouvelles sources de pétrole brut ou la distribution des produits raffinés. Le niveau de concentration varie toutefois d'un secteur à l'autre. C'est dans le secteur des canalisations principales et du raffinage qu'il est le plus élevé. Les pouvoirs publics s'inquiètent de ce que cette intégration verticale et cette concentration élevée, dont l'existence est attribuable du moins en partie à des raisons d'efficacité de production et de distribution, puissent aboutir à une puissance commerciale qui pourrait nuire aux consommateurs et à l'ensemble de la société.

De nombreuses sociétés font partie de l'industrie à titre de producteurs, de raffineurs et de distributeurs de brut. Les plus grandes et les plus connues d'entre elles sont les onze raffineurs[1] dont la majorité appartient, en tout ou en majeure partie, à des étrangers. Voici la liste de ces raffineurs:

Société	Actionnaire étranger
Chevron Canada Limited	Chevron Corporation
Consumers' Co-operative Refineries Limited	
Husky Oil Operations Ltd	
Cie Pétrolière Impériale Ltée	Exxon Corporation
Irving Oil Limited	Chevron Corporation
Petro-Canada	
Shell Canada Limited	Le groupe Royal Dutch Shell
Suncor Inc.	Sun Company, Inc.
Texaco Canada Inc.	Texaco Inc.
Turbo Resources Limited	
Ultramar Canada Inc.	Ultramar PLC

1. Petrosar Limited, propriété du gouvernement fédéral, fait la production de produits pétrochimiques à sa raffinerie située à Sarnia en Ontario. Cette société produit un peu d'essence et de mazout, sous-produits de la production pétrochimique.

Ces onze sociétés sont intégrées en aval au stade de la commercialisation et nombre d'entre elles sont également intégrées en amont aux étapes de l'exploration et de la production du brut. Certaines sociétés de moins grande envergure sont aussi actives dans les secteurs de l'industrie liés à la production et à la commercialisation-distribution du pétrole brut.

Les réseaux de canalisations principales, qui transportent le brut canadien vers l'est et vers l'ouest à partir de l'Alberta, sont respectivement la propriété de l'Interprovincial Pipe Line Limited et de la Trans Mountain Pipe Line Company Ltd., qui toutes deux appartiennent en partie à quelques grands raffineurs.

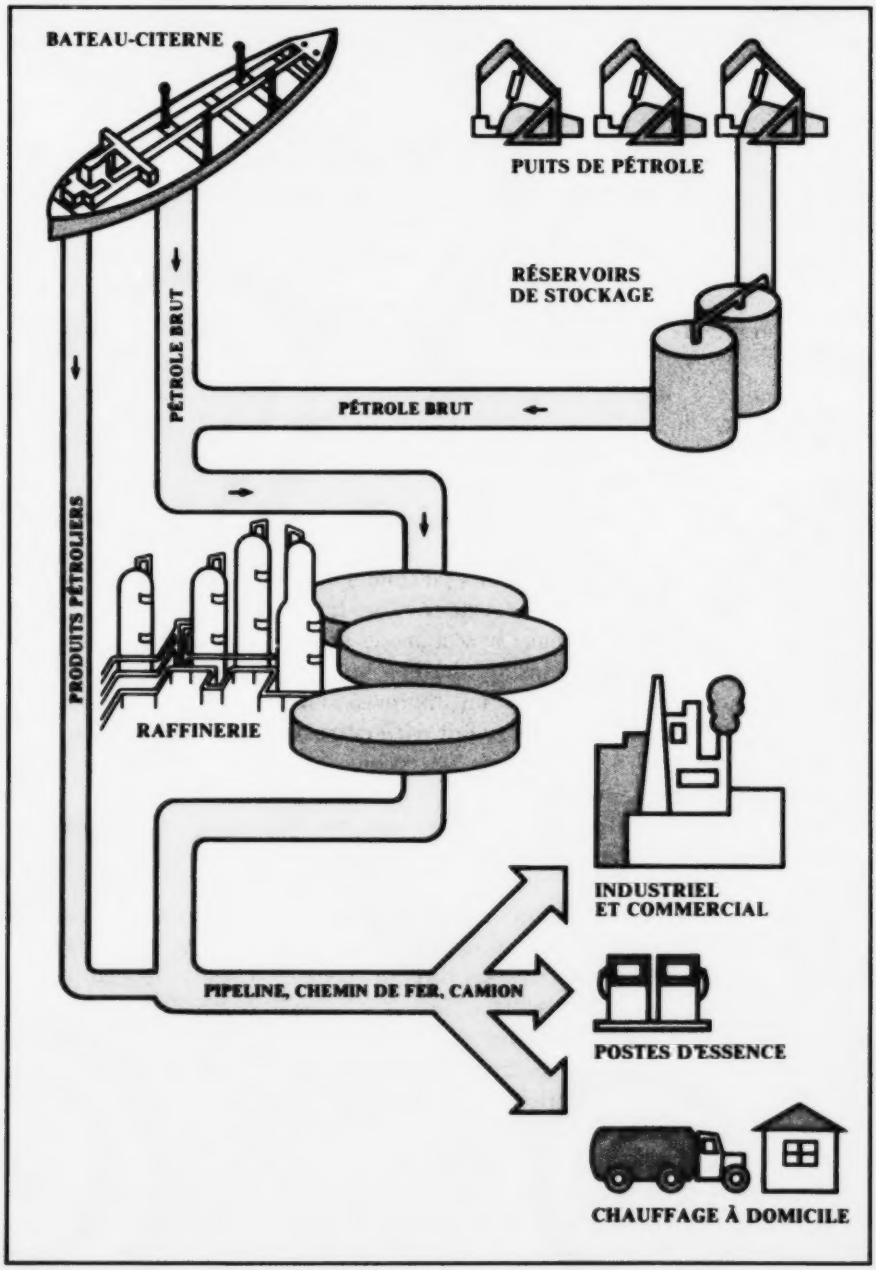
2. Les étapes de la production et de la distribution

La figure 1 illustre les divers secteurs de l'industrie qui vont de la production et du raffinage du pétrole brut à la commercialisation et à l'utilisation finale des produits pétroliers. Les installations de transport et de stockage relient les différents secteurs aux pipelines, navires, wagons-citernes et camions ainsi qu'aux terminaux qui s'y rattachent. L'exploration et la production du pétrole brut sont des activités d'«amont» tandis que le raffinage et la commercialisation des produits pétroliers sont des activités d'«aval». La structure économique de chaque secteur varie. Il y a plus de producteurs dans les activités d'«amont» que dans le secteur du raffinage en raison surtout des économies d'échelle qui, dans ce dernier secteur, restreignent le nombre d'usines ayant la taille qu'exige un approvisionnement efficace du marché canadien. La commercialisation se fait par l'entremise de nombreux points de vente de gros et de détail comme des postes d'essence et des sociétés de distribution de fuel domestique, mais un grand nombre de ces petites sociétés appartiennent aux raffineurs ou y sont liées par des franchises et d'autres accords d'approvisionnement.

Pour que l'exploitation d'un pipeline engendre des économies d'échelle, il faut aussi que seules quelques sociétés exercent cette activité au Canada et que la concentration des entreprises soit très poussée. C'est là le seul moyen d'avoir des services de transport efficaces. On peut comparer la structure globale de l'industrie à un sablier: le brut provenant d'un grand nombre de producteurs passe par les quelques sociétés propriétaires de canalisations principales et de raffineries pour parvenir aux nombreuses sociétés distributrices de produits pétroliers.

Les secteurs amont que sont la production du brut et les pipelines sont liés en partie aux besoins de l'industrie nationale, en partie à ceux des marchés d'exportation aux États-Unis.

FIGURE II-1.
Les étapes de la production et de la distribution



Les activités «amont» et «aval» traitent des liquides qui doivent être contenus à partir du moment où ils quittent leur lieu de stockage souterrain (puits ou gisement de pétrole) jusqu'à ce que, sous la forme d'un produit fini, ils parviennent aux installations de stockage de l'utilisateur final (réservoirs d'essence des voitures, camions, navires, aéronefs et trains ou cuves de mazout des maisons individuelles, des immeubles à bureaux et des usines par exemple). De toute évidence, la quantité de liquide que le réseau peut véhiculer à un moment donné est limitée, et on ne peut augmenter la capacité de celui-ci en un tournemain.

Pour avoir une utilisation optimale de la capacité dans le système en entier et réduire les coûts d'exploitation, il faut coordonner le mouvement du pétrole depuis la production du brut à la commercialisation du produit fini. Cette coordination se fait soit par des transactions d'achat et de vente entre sociétés indépendantes, soit par des décisions prises à l'intérieur des sociétés verticalement intégrées.

3. La situation géographique et les tendances de l'industrie

Les entreprises du secteur «amont» se trouvent principalement dans l'Ouest du Canada. En effet, au cours des dix dernières années l'Alberta a fourni environ 85 p. 100 de la production annuelle de pétrole brut du Canada. Ces derniers temps, l'exploration et la production dans l'Arctique et au large de la côte Atlantique du pays ont pris beaucoup d'importance. Les entreprises du secteur «aval», les raffineries, sont implantées ici et là au Canada.

(a) La production et les réserves de brut

Avant que la société Impériale ne découvre le gisement de Leduc (Alberta) en 1947, la production de brut au Canada était relativement petite et les raffineries s'approvisionnaient surtout en brut importé. Cependant, au cours des années 1960 et 1970, la production nationale de brut classique s'est rapidement accrue pour atteindre un sommet de 635 millions de barils en 1973, avant d'être ramenée à 465 millions de barils en 1984, recul de 27 p. 100 par rapport à la décennie précédente. La production additionnelle, qui est primordialement constituée de brut de synthèse (sables bitumineux), a atteint 50 millions de barils en 1984. La production totale a atteint 515 millions de barils (1,4 million de barils par jour) en 1984, soit une production moindre que la capacité prévue (1,5 million de barils par jour), ce qui indique une certaine capacité non utilisée.

Il est difficile de prévoir quelles seront approximativement les réserves de pétrole du Canada à cause de la variation des coûts et des prix, de l'évolution des politiques, de l'incertitude des futures découvertes et de la diversité des sources de brut. Aux réserves de brut classique et de synthèse s'ajoute le pétrole obtenu en tant que sous-produit du gaz naturel. De l'huile légère peut être obtenue en valorisant l'huile lourde, comme dans le cas des projets de récupération thermique à Lloydminster et à Cold Lake. L'exploration a aussi mené à la découverte de réserves dans des zones éloignées comme le gisement sous-marin d'Hibernia dans l'Est du Canada et les gisements dans la mer de Beaufort et dans les îles de l'Arctique.

L'Office national de l'énergie (ONE) prévoit que la capacité de production sera en 1995 très légèrement inférieure (1,4 million de b/j) à celle de 1984 (1,5 million de b/j). L'importance respective des différentes sources de brut évoluera parce que la production de brut de synthèse, la production en zones éloignées et la production de pétrole léger grâce à la valorisation de l'huile lourde sera beaucoup plus importante en 1995 qu'en 1983. Par conséquent le brut classique, qui représentait 83 p. 100 de la capacité de production en 1983, n'en représentera plus que 50 p. 100 en 1995, car ces réserves de brut diminuent même si l'on suppose qu'il y aura d'autres découvertes.[2]

(b) Les pipelines

En 1984, le réseau de pipelines du Canada était constitué d'environ 40 000 kilomètres de canalisations (principales, de collecte et de produits raffinés). Le réseau s'est surtout développé avant 1980. Tel que démontré par la carte située sur l'avers de la couverture à la fin de ce Rapport, les principaux pipelines de brut transportent le brut d'Alberta vers l'ouest jusqu'à Vancouver (Trans Mountain Pipe Line) et vers l'est jusqu'en Ontario et, plus récemment jusqu'au Québec (Interprovincial Pipe Line). Le brut extrait en mer est importé dans l'Est du pays par pétroliers et, depuis Portland (Maine) par pipeline jusqu'à Montréal. Il y a aussi des pipelines qui acheminent des produits raffinés comme le Trans-Northern Pipe Line reliant reliant Toronto, Montréal et Ottawa, deux pipelines reliant Sarnia et Toronto, et l'Alberta Products Pipe Line entre Edmonton et Calgary. Un pipeline d'Interprovincial auparavant utilisé pour transporter du brut transporte maintenant des produits raffinés. La conversion du pipeline

2. Toute déclaration concernant la période pendant laquelle le Canada disposera encore de pétrole exige des réserves. Ces questions sont traitées clairement dans le document du Conseil économique du Canada intitulé *Interconnexions — Une stratégie énergétique pour demain* (Ottawa, ministère des Approvisionnements et Services, 1985), pp. 27 à 36.

Interprovincial a permis de fermer certaines raffineries des Prairies et de ravitailler plusieurs de ces marchés par des produits raffinés venus d'Edmonton par pipeline. Une situation analogue pourrait surgir en Colombie-Britannique si les raffineries de Vancouver fermaient leurs portes et si les produits étaient ensuite livrés depuis Edmonton. A l'heure actuelle, le Trans Mountain Pipe Line transporte d'Edmonton à Kamloops des cargaisons composées d'un mélange de brut et de produits raffinés.

(c) Le raffinage

La carte apparaissant à la fin de ce volume indique l'emplacement des 25 raffineries en service au Canada en 1985, ainsi que de celles qui ont récemment fermé leurs portes[3]. Certaines raffineries sont situées près des zones d'approvisionnement en brut, celles de l'Alberta par exemple. D'autres dans la région de l'Atlantique et au Québec sont situées au bord de la mer et accessibles aux pétroliers. Un troisième groupe de raffineries principalement en Ontario et près de Vancouver est approvisionné en brut de l'Ouest du Canada par pipeline et est situé près des gros marchés pour les produits raffinés. Deux raffineries situées respectivement à Point Tupper en Nouvelle-Écosse et à Come-By-Chance à Terre-Neuve ont dû être mises en veilleuse à cause de la morosité du marché américain. Elles avaient été principalement construites en tant que plates-formes d'exportation traitant du brut importé et exportant de grandes quantités de mazout lourd aux États-Unis.

La capacité de raffinage de l'industrie pétrolière canadienne a augmenté dans une proportion de deux fois et demie de 1950 à 1960 et de nouveau dans la même proportion de 1960 à 1980 dû à une demande croissante pour des produits pétroliers. Cette croissance a été favorisée par une abondance accrue des fournitures de brut indigène, abondance en partie attribuable à la Politique pétrolière nationale du gouvernement fédéral. A cette période faste a succédé un affaiblissement de la demande et la fermeture de plusieurs raffineries ce qui a apporté une diminution de 13 p. 100 dans la capacité de raffinage avant 1984. Le nombre des raffineries, qui était passé de 31 en 1950 à 44 en 1960, est tombé à 25 en 1985. Dans l'ensemble toutefois, la taille moyenne des raffineries canadiennes a augmenté au fur et à mesure que les établissements les plus modestes disparaissaient et qu'on en construisait de plus gros.

---

3. Les deux raffineries d'asphalte, l'une appartenant à Petro-Canada et située à Moose Jaw et l'autre appartenant à Husky et située à Lloydminster ainsi que la raffinerie (principalement pétrochimique) de Petrosar ne sont pas comprises.

Au Canada, le taux moyen d'utilisation de la capacité de raffinage s'est élevé à plus de 85 p. 100 de 1950 à 1980. Dans les années 1980, ce taux a légèrement régressé puisqu'en moyenne il était de 75 p. 100 de 1982 à 1984. Le taux d'utilisation a continué de baisser malgré la fermeture de dix raffineries survenue depuis 1982, ce qui représente une capacité de raffinage de 375 000 barils/jour ou 18 p. 100 de l'ensemble de la capacité de raffinage disponible au Canada en 1982. La plus récente de ces fermetures de raffineries, celle de Gulf à Montréal en 1986, a suscité des inquiétudes: on s'est demandé si les fournitures de produits pétroliers, y compris celles de fuel domestique, n'allaient pas devenir insuffisantes dans la province de Québec. La Commission examine cette question de plus près au chapitre XIX. Il faut cependant noter que le Canada n'est pas le seul pays qui voit le nombre de ses raffineries diminuer. On estime, sur le plan international, à environ 33 p. 100 la perte de capacité de raffinage au cours des dernières années.

(d) La consommation: les prix et les produits

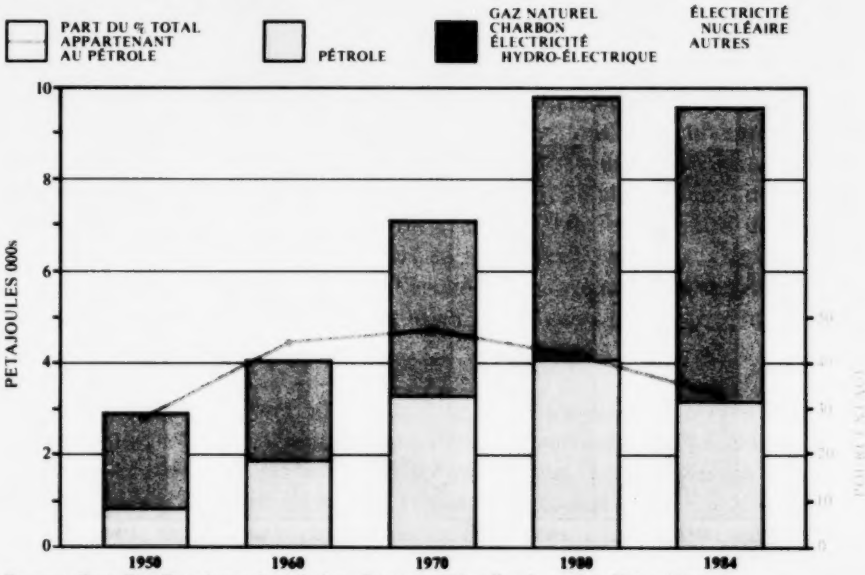
Tous les Canadiens consomment des produits pétroliers sous une forme ou une autre. Les habitudes de consommation ont cependant beaucoup évolué, au Canada et ailleurs, sous l'influence de la forte hausse des prix du brut survenue au cours des années 1970. Et comme ces fluctuations de prix risquent d'être persistantes, on peut s'attendre à voir la situation évoluer encore.

Au Canada, la consommation de pétrole a augmenté de 1950 à 1980. La flambée des prix du pétrole observée dans la décennie 1970 a toutefois permis à d'autres produits énergétiques de se substituer aux dérivés du pétrole. La récession économique de 1981 a, de surcroît, fortement comprimé la demande générale de pétrole brut.

La consommation énergétique totale a plus que triplé au Canada de 1950 à 1980; en 1983, elle avait cependant baissé d'environ 6 p. 100 et en 1984 elle demeurait encore inférieure à son sommet de 1980. La part que la consommation de pétrole représente dans la consommation énergétique totale se situait à 33 p. 100 en 1984, après avoir atteint un maximum de 48 p. 100 en 1965. En valeur absolue, la consommation de pétrole a culminé en 1979; en 1984, elle avait diminué de près du quart (voir la figure 2).

A la longue, l'évolution de la demande de produits pétroliers a transformé assez appréciablement la gamme des produits raffinés. Au cours des toutes dernières années, on a surtout vu l'importance relative de l'essence et du carburant diesel s'accroître au détriment de celle des fuels (voir la figure 3). Les mesures d'économie de l'énergie et le remplacement du pétrole par des

FIGURE II-2.
Consommation énergétique canadienne selon la forme d'énergie
Années choisies de 1950 à 1984



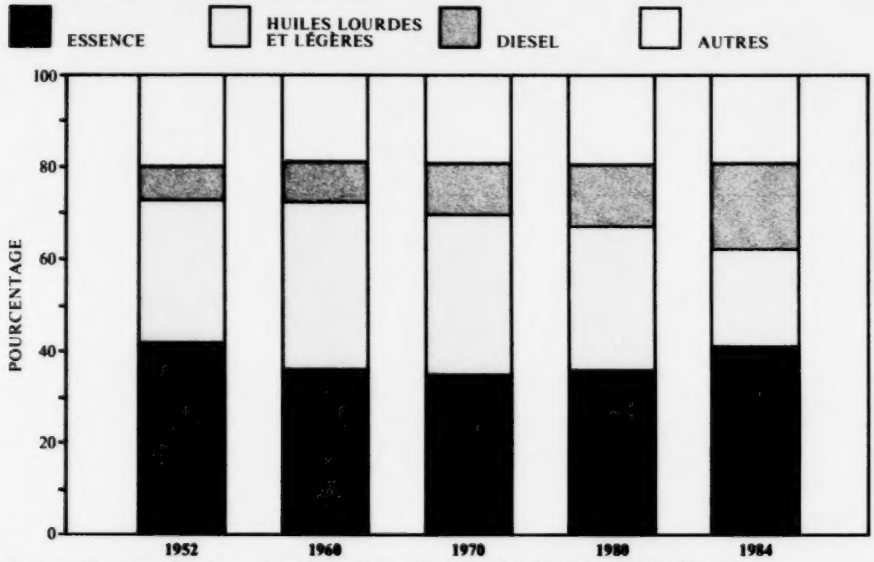
Source: Canadian Petroleum Association, *Statistical Handbook*, section VII, tableau 4.

produits non pétroliers, comme le gaz naturel, l'électricité et même le bois de chauffage, ont amené les raffineries à modifier l'éventail de leurs produits.

Jusqu'en 1950 les raffineries canadiennes étaient fortement tributaires des importations de brut. Cette situation a évolué par la suite, si bien qu'en 1984 le brut produit au Canada représentait 83 p. 100 des charges d'alimentation des raffineries canadiennes par rapport à 24 p. 100 en 1950 et 9 p. 100 en 1947. Dans le cadre de la Politique pétrolière nationale mise en vigueur en 1961, le brut de l'Ouest canadien a remplacé le brut d'importation dans la majeure partie de l'Ontario. A compter de ce moment, les importations de brut ont servi à alimenter seuls les marchés situés à l'est de la ligne de démarcation le long de la vallée de l'Outaouais. Le Canada a également exporté du pétrole brut, surtout aux États-Unis, ce qui lui a parfois valu d'être à divers moments un importateur net et un exportateur net de brut et de produits raffinés.

Il faut envisager le prix du brut produit au Canada sous deux aspects: en valeur absolue et par rapport aux prix du brut pratiqués sur le marché international. L'industrie canadienne a dû s'adapter à ces deux aspects. Avant la première moitié des années 1970, les prix du pétrole canadien dépassaient les prix internationaux. Les prix en vigueur sur le marché

FIGURE II-3.
Les volumes des produits pétroliers raffinés au Canada
Années choisies de 1952 à 1984



Source: Canadian Petroleum Association, *Statistical Handbook*, section VIII, tableau 7.

international se sont ensuite élevés à un rythme beaucoup plus rapide que les prix canadiens par suite des mesures prises par le cartel de l'OPEP et des contrôles mis en place par le gouvernement canadien. En 1980, le prix du pétrole canadien était de beaucoup inférieur au prix international. Au cours des années 1980, toutefois, les pouvoirs publics ont permis aux prix du pétrole canadien de se rapprocher des prix internationaux. Ces prix avaient atteint approximativement le même niveau en 1985, et les fluctuations de prix qu'on observe actuellement au Canada et à l'étranger s'appliquent à des prix analogues. Ce manque de synchronisme entre les conditions du marché canadien et celles du marché international est en partie attribuable aux interventions de l'État qui a tantôt protégé les producteurs canadiens contre les produits importés à plus bas prix, tantôt protégé les consommateurs canadiens contre des prix intérieurs plus élevés.

Si le consommateur canadien connaît un prix, c'est bien celui de l'essence au détail. Au Canada, le prix moyen à la pompe de l'essence régulière au plomb est passé de 0,11 $ par litre ($/l) en 1971 à 0,16 $/l en 1975, 0,26 $/l en 1980 et à environ 0,55 $/l en janvier 1986 et a donc plus que triplé au cours de la dernière décennie. Les prix de l'essence varient d'une province à l'autre. Ils ont tendance à atteindre leur niveau maximum à Terre-Neuve et à

être les plus bas en Alberta, cette différence provenant en partie des divergences qui existent entre les taxes à la consommation appliquées dans les diverses provinces.

(e) La distribution: l'essence et le mazout

De profondes transformations se sont également opérées dans les méthodes de distribution des produits pétroliers, tout particulièrement celle de l'essence. En raison de leur caractère structurel, certaines de ces transformations ont modifié la façon dont les détaillants vendent l'essence, de même que leurs rapports contractuels avec les raffineurs. Les devantures quasi identiques des stations-service masquent souvent des rapports contractuels fort différents. Enfin, l'évolution des voitures automobiles sous le rapport des réparations et de l'entretien a elle aussi profondément altéré le fonctionnement des stations-service.

L'importance du marché de détail de l'essence saute aux yeux lorsqu'on constate qu'en 1984 les ventes d'essence ont représenté 42 p. 100 des ventes de produits pétroliers réalisées par les raffineurs. La plus grande partie de cette essence a été distribuée par les postes d'essence au détail (84 p. 100), tandis que le reste était réparti entre les divers consommateurs commerciaux et collectifs des secteurs de l'agriculture, du transport commercial et du gouvernement.

En 1980, le Canada comptait environ 24 000 points de vente d'essence au détail, ce qui représente une diminution d'un tiers par rapport à 36 000 en 1970. Les quatre grands raffineurs-fournisseurs[4] (Impériale, Shell, Gulf et Texaco) étaient propriétaires de 59 p. 100 de ces débits en 1980, alors qu'ils en exploitaient 64 p. 100 en 1970. Cette diminution du nombre des points de vente, jointe à l'augmentation des besoins, a fait plus que doubler le volume moyen annuel des ventes d'essence réalisé par chaque débouché et l'a amené à passer de 600 000 litres en 1970 à 1,3 million de litres en 1980.

Les points de vente au détail peuvent arborer l'enseigne d'un raffineur national, d'un raffineur régional ou d'un indépendant[5] (il peut alors s'agir d'une grande surface). L'acquisition de trois raffineurs régionaux depuis

---

4. Le mot *Major* est parfois utilisé dans le Rapport pour désigner tous les raffineurs-fournisseurs afin de les différencier des fournisseurs non-intégrés ou des indépendants. A l'occasion, le mot *Major* est utilisé pour désigner uniquement les grandes sociétés d'envergure nationale alors que les autres raffineurs-fournisseurs sont appelés «raffineurs régionaux».

5. Le mot «indépendant» est utilisé dans ce Rapport pour désigner un fournisseur non-intégré faisant la mise en marché sous sa propre marque de commerce.

1979 a permis à Petro-Canada de se joindre aux quatre autres grandes sociétés pétrolières, soit Impériale, Shell, Gulf et Texaco. La vente des installations «aval» de Gulf situées à l'ouest du Québec à Petro-Canada et à Ultramar, fin 1985, a ramené à quatre le nombre des sociétés intégrées d'envergure nationale.

Au cours des vingt dernières années, divers changements ont transformé l'aspect du marché de détail de l'essence. Ce sont l'introduction des marques secondaires par la majorité des raffineurs-fournisseurs, l'augmentation du nombre des débouchés directement exploités par les raffineurs, l'apparition des libres-services, la réduction des écarts entre les différents prix de vente de l'essence pratiqués par les *Majors* et les indépendants, la fermeture de nombreuses stations-service et l'adjonction croissante de la vente de l'essence à celle d'autres biens et services. Le tandem composé par le débit d'essence et les services de réparation automobile a de beaucoup diminué.

Les raffineurs-fournisseurs et les indépendants ont mis à l'essai diverses techniques de commercialisation. Dans les années 1950 et 1960, la station-service typique appartenait au raffineur-fournisseur et se présentait sous la forme d'un débouché au volume de ventes plutôt modeste, équipé de pompes à essence et d'installations pour la réparation et l'entretien des automobiles. En 1950, les indépendants ont commencé à s'implanter de façon importante sur le marché, la plupart en pratiquant des prix plus bas que ceux qu'affichaient les débouchés distribuant la marque d'un grand raffineur. Leurs installations allaient du débit d'essence le plus simple à l'établissement de large surface qui offrait à sa clientèle, en plus de l'essence, des services de réparation automobile et des accessoires pour automobile (tel fut le cas avec Canadian Tire). Les raffineurs ont fait face à cette invasion en proposant d'autres services tels les lave-autos ainsi que d'énormes installations de diagnostic et de réparation et en commercialisant leurs produits pétroliers sous le couvert de marques secondaires.

Vers le milieu des années 1970, les raffineurs ont accru le nombre de leurs libres-services. En 1980-1981, la proportion des débouchés des grands raffineurs qui avaient opté pour la formule du libre-service variait de 10 à 26 p. 100 et représentait de 30 à 47 p. 100 de l'ensemble des ventes au détail des débits distribuant la marque d'un grand raffineur.

Les raffineurs ont aussi renforcé l'influence qu'ils exerçaient sur les marchés de détail en ayant recours à la vente en consignation, aux contrats d'agence et à d'autres programmes de soutien[6] des détaillants. Cette

6. Ces programmes de «soutien» désigne les ajustements faits aux prix de gros «normaux» qui assurent aux détaillants opérant sous une marque principale et, à l'occasion, aux indépendants, une marge bénéficiaire minimum.

intensification de la participation directe des raffineurs aux marchés de détail a paru inquiétante aussi bien à leurs détaillants qu'aux fournisseurs indépendants. L'enquête a montré que la «double distribution» pratiquée par les raffineurs, qui les amène à approvisionner les détaillants et les indépendants tout en leur faisant concurrence, suscite bon nombre d'inquiétudes, que ce soit à cause des modalités en vertu desquelles les raffineurs mettent leurs produits à la disposition de leurs diverses catégories de clients, ou en raison du contrôle plus ou moins poussé qu'ils exercent sur leurs clients-concurrents en faisant appel à des mesures telles que la vente en consignation et les programmes temporaires de soutien financier. En plus de l'intégration verticale qui existe du fait que les raffineurs sont les propriétaires des stations-service, des formes diverses d'intégration quasi verticale se créent par le biais des rapports d'approvisionnement que les raffineurs nouent avec certains de leurs clients.

Pour l'industrie pétrolière, le mazout destiné aux consommateurs résidentiels, commerciaux et industriels constitue un marché des plus importants. Contrairement à l'essence, à laquelle seuls des usagers qui en consomment de grandes quantités peuvent économiquement substituer le propane ou le gaz naturel, le mazout doit faire face à une concurrence intense de la part du gaz naturel, de l'électricité et d'autres sources d'énergie. Les Canadiens habitant l'Ouest du pays utilisent presque exclusivement le gaz naturel en tant que combustible de chauffage; les tendances observées sur le marché sont essentiellement dues à des transformations qui se sont opérées dans l'Est du Canada. Par exemple, les ventes de fuels légers dans cette région sont passées de 105,4 millions de barils en 1970 à 47,8 millions de barils en 1984, ce qui représente une baisse de 55 p. 100. Pendant la même période, la proportion des foyers canadiens chauffés au mazout est passée de 58 à 25 p. 100, alors qu'on voyait celle des foyers bénéficiant d'un chauffage au gaz naturel ou à l'électricité progresser respectivement de 33 à 44 p. 100 et de 4 à 25 p. 100. Ces variations sont dues en partie à l'évolution des prix relatifs, en partie à la mise en place de politiques gouvernementales encourageant les économies d'énergie et au remplacement du mazout par d'autres sources d'énergie.

Pendant que ce rétrécissement du marché du mazout se produisait dans l'Est du pays, on voyait par ailleurs diminuer le nombre des distributeurs de mazout. Par exemple, au Québec, de 1977 à 1982, les établissements de 422 distributeurs locaux de marques privées ont été ou fermés ou vendus. La part de marché que détenaient les distributeurs indépendants de combustibles de chauffage au Québec est passée de plus de 40 p. 100 en 1978 à environ 20 p. 100 en 1984; la baisse observée en Ontario était légèrement moindre. Ce rétrécissement du marché du mazout s'est donc accompagné d'une augmentation de la part de ce marché occupée par les fournisseurs

distribuant la marque d'une grande société pétrolière ou par les raffineurs-distributeurs.

4. Les dimensions internationales

Si l'industrie pétrolière est une entité multi ou supranationale, c'est parce qu'elle s'appuie sur une foule d'échanges et d'investissements de portée internationale et que les mesures que prennent des États étrangers peuvent avoir, et ont de fait, des répercussions considérables sur les producteurs et les consommateurs, au Canada ou ailleurs. Au cours des ans, les sociétés exerçant leurs activités dans les secteurs amont ou aval de l'industrie pétrolière, aussi bien que les pouvoirs publics, ont eu à subir des pressions de l'étranger. Le gouvernement canadien ne peut se soustraire à de telles pressions que s'il est disposé à adopter des politiques tampons qui ne manquent pas d'avoir des effets d'entraînement sur les prix.

En 1983-1984, le Canada pouvait revendiquer environ 1 p. 100 de la totalité des réserves de pétrole prouvées au niveau mondial, ainsi que 2,5 p. 100 de la production du brut, de la capacité de raffinage et de la consommation pétrolière. En 1983, le pays est devenu un exportateur net de pétrole brut pour la première fois depuis 1974, les exportations équivalant à 2,8 p. 100 de la production de brut. Il a également été un exportateur net de produits pétroliers raffinés depuis 1974, ces exportations se chiffrant à 48 000 barils/jour (b/j) en 1984. Bien que le volume des échanges canadiens de brut ou de dérivés du pétrole demeure modeste par rapport aux totaux mondiaux, ces deux catégories d'échanges ont eu beaucoup d'importance pour l'industrie canadienne. Les importations de brut ont constitué l'une des principales sources d'approvisionnement des raffineries installées dans l'Est du Canada, tandis que les provinces de l'Ouest tiraient des revenus des exportations de brut aux États-Unis. C'est également vers ce marché qu'étaient acheminés les produits raffinés; aussi, la perte du marché des États du Nord-Est américain dans les années 1970 a-t-elle entraîné en grande partie la fermeture de deux raffineries de l'Est du pays. La politique énergétique américaine a, selon les époques, favorisé ou comprimé l'essor de l'industrie pétrolière au Canada.

Les investissements internationaux, tout comme le commerce, assujettissent l'industrie canadienne aux influences externes. Les participations étrangères sont fréquentes dans toutes les sociétés pétrolières, qu'elles appartiennent aux secteurs amont ou aval de l'industrie. Elles sont tout particulièrement nombreuses dans le secteur du raffinage puisqu'en 1985, environ 60 p. 100 des raffineries étaient exclusivement la propriété de six sociétés sous contrôle à l'étranger, sans compter Irving Oil Ltd., propriété à

presque 50 p. 100 de Chevron Inc. La société d'État Petro-Canada, qui se classe au second rang de toutes les raffineries implantées au pays, détient 23 p. 100 de la capacité de raffinage au Canada. Sa création et ses acquisitions depuis 1979 ont contribué à faire fortement diminuer l'étendue des implantations étrangères au sein de l'industrie canadienne du raffinage.

On a attribué aux participations étrangères certaines des questions rencontrées au niveau des prix lorsque des firmes exerçant leurs activités au Canada effectuent des achats de leurs sociétés associées à l'étranger. Les prix de cession interne soulèvent des difficultés pour les autorités fiscales; ils peuvent aussi avoir un retentissement sur la position concurrentielle des sociétés canadiennes. Cependant, le fait de pouvoir disposer de brut et de produits raffinés importés peut exercer sur les marchés canadiens de fortes pressions qui sont de nature à les discipliner, pourvu qu'il n'existe pas d'obstacles tarifaires ou autres aux importations, ni aucune autre entrave qui naîtrait de la structure de l'industrie pétrolière.

5. La politique de l'État

Ce sont les politiques d'État qui, dans une large mesure, ont façonné l'environnement de l'industrie pétrolière. Une réglementation du gouvernement s'applique en matière de production de brut, de pipelines et de commercialisation (dans certains secteurs); du reste, de nombreuses initiatives gouvernementales n'ont pu être concrétisées sans gêner le jeu de la concurrence. Par exemple, les importations de brut ont été par moments limitées aux provinces à l'est de l'Ontario; à d'autres moments, les indemnités versées aux importateurs de produits raffinés étaient inférieures à celles dont bénéficiaient les importateurs de brut. Des politiques visant un approvisionnement sur place, un recours plus important au pétrole canadien ou la protection des emplois des travailleurs canadiens équivalent souvent à accorder aux sociétés nationales des subventions ou d'autres formes de protection préjudiciables à la concurrence.

On peut suivre, au fil des ans, l'évolution de la politique d'État canadienne. Avant la découverte de pétrole à Leduc, en 1947, les pouvoirs publics avaient peu de motifs d'intervenir dans l'industrie pétrolière canadienne, si ce n'était que d'encourager l'exploration. Après les découvertes importantes de gisements de pétrole, le gouvernement provincial a eu recours à des contingentements au prorata visant à réglementer le forage et la production afin de prévenir une production inefficace et un gaspillage des ressources et, aussi, afin de répartir, entre les producteurs, la vente limitée du pétrole.

L'industrie s'est transformée à mesure que la production intérieure de brut national a satisfait de plus en plus aux besoins canadiens. Le problème

pour les décideurs a alors consisté à équilibrer les intérêts des producteurs de pétrole canadien et ceux des consommateurs, qu'on pouvait approvisionner soit en pétrole importé, qui parfois coûtait moins cher, soit en pétrole produit au pays.

Au cours des années 1950, l'accroissement des approvisionnements de brut bon marché, en provenance du Moyen-Orient, donna lieu à l'adoption de mesures destinées à protéger les producteurs nord-américains. Les États-Unis décidèrent d'imposer tout d'abord des contingentements volontaires (en 1955), puis des quotas d'importation obligatoires au nom de la sécurité nationale (en 1959). Un groupe de travail du gouvernement américain fit savoir à l'époque que les importations de brut devaient être limitées pour maintenir la «production nationale nécessaire aux besoins projetés en matière de défense nationale et la capacité des États-Unis de satisfaire aux exigences de la sécurité nationale».

En 1961, le Canada emboîta le pas avec sa Politique pétrolière nationale (PPN), qui eut pour effet de réserver le marché canadien de l'Ouest et la plus grande partie de celui de l'Ontario au brut canadien, tandis que les raffineries du Québec et des provinces de l'Atlantique se voyaient autorisées à importer pour satisfaire leurs besoins. La PPN a également permis de poursuivre l'expédition régulière de brut canadien aux États-Unis, parce que les quotas d'exportation volontaire vers les marchés américains étaient établis par les deux gouvernements. En pratique toutefois, les ventes de pétrole canadien destiné à l'exportation s'accrurent considérablement et dépassèrent habituellement de loin les limites volontaires fixées pour les ventes canadiennes, notamment sur le marché du Midwest américain.

Après 1973, le marché international du brut changea brusquement. Les mesures prises par l'OPEP entraînèrent une hausse du prix international du brut. Les prix du brut canadien descendirent en-dessous des prix mondiaux et, au lieu d'avoir besoin de protection, les producteurs purent hausser leurs prix et demeurer très concurrentiels sur presque tous les marchés du Canada et du Nord des États-Unis. Cependant, après 1973, le gouvernement fédéral protégea les consommateurs canadiens contre l'effet de la hausse des prix du brut par l'adoption de trois mesures conjuguées: le contrôle du prix du brut vendu au Canada; le versement d'une indemnité aux raffineurs canadiens de l'Est qui devaient toujours s'en remettre aux importations de brut, dont le prix était maintenant élevé; l'imposition d'une taxe à l'exportation sur le brut exporté de l'Ouest du Canada vers les États-Unis, de manière à ce que le Canada, en tant que producteur et exportateur de brut, bénéficie de la hausse des prix internationaux.

En 1976, Petro-Canada a été constituée en société d'État pour permettre au gouvernement d'avoir une fenêtre sur l'industrie pétrolière et d'y accroître

la présence des sociétés canadiennes. Les politiques s'affirmèrent davantage en 1980 par suite de l'adoption du Programme énergétique national (PEN), dont la nature est exposée selon la chronologie suivante:

Chronologie des principales politiques fédérales concernant l'industrie pétrolière au Canada

1957 Établissement de la Commission royale d'enquête Borden sur l'énergie.

1959 Publication du rapport de la Commission royale d'enquête sur l'énergie.

Établissement de l'Office national de l'énergie (ONE) en vertu de la *Loi sur l'Office national de l'énergie* qui donne à celui-ci le pouvoir d'autoriser la construction d'oléoducs traversant les frontières provinciales ainsi que les importations et les exportations de pétrole.

1961 Adoption de la Politique pétrolière nationale (PPN); la région située à l'ouest de la vallée de l'Outaouais est réservée au brut canadien.

1970 Des contrôles obligatoires sont imposés sur les importations d'essence; ils dureront jusqu'à octobre 1973.

1973 Fin de la PPN. Le gouvernement annonce un gel de 60 jours du prix du brut produit au Canada. Des contrôles gouvernementaux sur le prix du brut à la tête de puits et sur les prix des produits pétroliers sont institués; ils se prolongeront jusqu'à juin 1986.

La *Loi sur la taxe d'exportation du pétrole* impose une taxe sur l'exportation de brut afin d'égaliser les prix du brut canadien exporté avec celui du brut étranger vendu aux États-Unis.

1974 Le Programme d'indemnisation des importateurs de pétrole est mis en route afin de subventionner les coûts des bruts et produits importés.

1975 Adoption de la *Loi sur l'administration pétrolière*, loi de réglementation générale et appelée maintenant *Loi sur l'administration de l'énergie*. Cette Loi réglemente les ressources énergétiques dans leur ensemble.

1980 Adoption du Programme énergétique national qui a trois objectifs: 1) la sécurité des approvisionnements grâce à l'indépendance par rapport au marché international; 2) la canadianisation accrue de

l'industrie grâce à la propriété nationale; 3) la détermination équitable des prix et de la juste répartition des revenus.

Les mesures du PEN comprenaient:

1. Un calendrier imposé par le fédéral prévoyant l'augmentation graduelle du prix national du pétrole jusqu'à ce qu'il atteigne le niveau du prix international.
2. La taxe sur les revenus du pétrole et du gaz.
3. Le prélèvement d'une redevance d'indemnisation pétrolière.
4. Le prélèvement d'une redevance spéciale de canadianisation.
5. L'offre d'encouragement aux consommateurs pour remplacer le pétrole et prendre des mesures d'économie d'énergie.
6. L'octroi de subventions directes pour favoriser l'exploitation et le développement, des versements incitant à développer les richesses pétrolières pour remplacer les allocations au titre de l'épuisement et du surépuisement. Traitement préférentiel accordé aux sociétés en fonction de l'importance de leur caractère canadien de même que pour l'exploration des gisements sous-marins et de ceux situés dans les Territoires (terres canadiennes).
7. Prise de dispositions pour que Petro-Canada achète une ou plusieurs grandes filiales d'entreprises pétrolières étrangères à l'aide du prélèvement spécial de canadianisation.
8. L'État se réserve un intérêt de 25 p. 100 sur la mise en valeur des terres de la Couronne, y compris les découvertes effectuées avant 1980 (disposition sur la réouverture des offres).

1981 Accord intervenu entre le gouvernement fédéral et celui de l'Alberta sur un calendrier des augmentations du prix du pétrole.

1985 L'Accord de l'Atlantique intervenu entre le gouvernement fédéral et celui de Terre-Neuve crée, pour l'exploitation des ressources en mer, une association où les deux partenaires sont sur un pied d'égalité.

L'Accord de l'Ouest intervient entre le gouvernement fédéral et ceux de trois provinces de l'Ouest pour la suppression du contrôle des prix du brut, l'autorisation de laisser les prix suivre le cours mondial à compter du 1er juin 1985 et pour la suppression immédiate ou graduelle de diverses taxes et redevances sur l'énergie abolissant ainsi le PEN.

En 1985, la déréglementation des prix du brut indigène et des aspects connexes de l'industrie est intervenue à la suite de l'Accord de l'Atlantique et de l'Accord de l'Ouest entre le gouvernement fédéral et certains gouvernements provinciaux, qui limitaient la portée des interventions officielles de l'État.

L'énumération, par ordre chronologique, des principaux jalons de la politique pétrolière n'est pas uniquement d'intérêt historique. L'enchevêtrement des mesures témoigne des conditions dans lesquelles la concurrence a dû jouer dans cette industrie. Les pressions nationales et internationales qui ont donné lieu à beaucoup de ces politiques s'exercent toujours, quoique sous des formes différentes. Durant les dernières années, l'excédent dans la capacité mondiale du raffinage a intensifié la concurrence sur les marchés internationaux de produits pétroliers rendant ainsi plus attrayante l'option d'importer des produits au Canada.

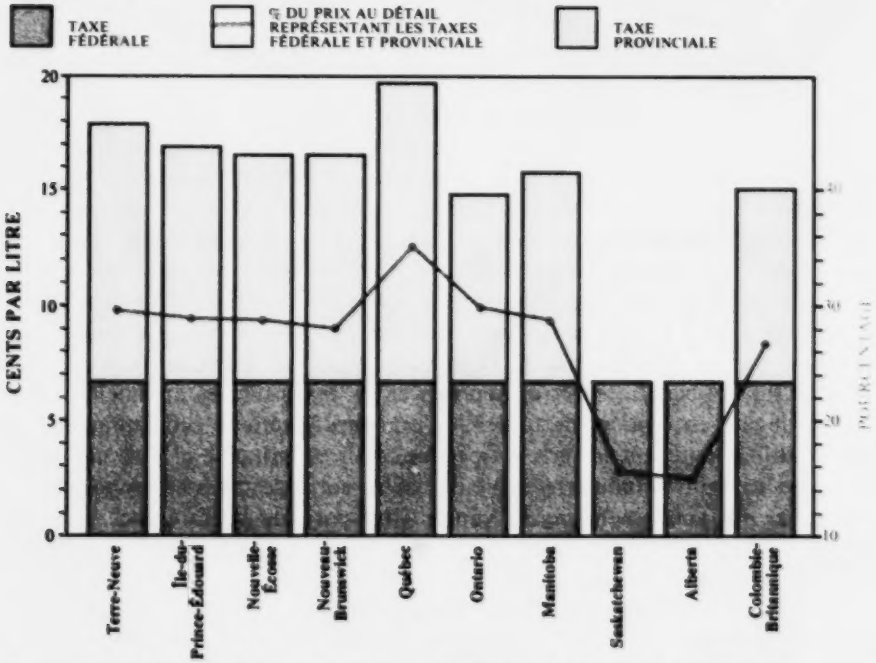
L'imposition de l'énergie constitue presque une industrie pour les pouvoirs publics. Les gouvernements ont vu dans le pétrole une source fort intéressante de revenus et ils n'ont pas manqué d'imagination dans la conception de mesures destinées à augmenter leurs recettes. Il n'est pas facile de démêler les effets des impôts: il n'est donc pas étonnant que le public ait de la peine à s'y retrouver. Nous ne cherchons nullement dans le présent Rapport à bien distinguer ces effets; nous nous limitons à reconnaître leur existence et les difficultés d'interprétation auxquelles ils donnent lieu. Il est difficile de bien distinguer l'effet des impôts sur le prix des produits. Ceux que paient les sociétés pétrolières relèvent de trois grandes catégories. En premier lieu, il y a l'impôt sur les bénéfices des entreprises et les taxes locales auxquelles sont assujetties les entreprises de toutes les branches d'activité économique. Ces contributions touchent les prix du pétrole, mais en principe ni plus ni moins que ceux des autres industries. Une deuxième sorte de taxes se rapporte aux tentatives des gouvernements en vue de tirer parti de la différence positive qui a existé entre la valeur marchande du brut (et du gaz naturel) et les frais d'exploration et de production. Des impôts sont également levés sur d'autres industries de ressources naturelles, mais ceux levés sur l'industrie pétrolière sont fonction du caractère particulier de l'industrie. Ils ne touchent pas le prix du brut qui est établi sur le plan international. Le troisième niveau englobe les taxes à la consommation imposées par l'État fédéral et les provinces. Toutes ces taxes, ou presque, se reflètent sur les prix à la consommation.

L'essence, le diesel, le carburant d'aviation et le propane, quand il est utilisé comme carburant pour les véhicules automobiles, font l'objet de taxes imposées par le gouvernement fédéral et par la plupart des gouvernements provinciaux. En octobre 1985, les taxes de vente et d'accise fédérales sur

l'essence ordinaire au plomb étaient de 0,068 $ le litre, tandis que les taxes provinciales variaient d'une province à l'autre, depuis 0,00 $ en Alberta et en Saskatchewan jusqu'à 0,129 $ le litre au Québec. (Cette partie des taxes provinciales qui remplace la taxe provinciale de vente générale et la taxe de vente fédérale, en effet, n'est pas singulière aux produits pétroliers.) Il s'ensuit que les taxes fédérales ci-haut mentionnées ainsi que les taxes provinciales, à la consommation, comme pourcentage du prix à la pompe de l'essence ordinaire au plomb, variaient d'environ 15 p. 100 en Alberta et en Saskatchewan à plus de 34 p. 100 au Québec (voir figure 4).

FIGURE II-4.

Taxes provinciales à la consommation de l'essence ordinaire au plomb, octobre 1985



Source: Énergie, Mines et Ressources, *Rapport sur l'utilisation du pétrole*, oct. et nov. 1985.

III

Un résumé des inquiétudes et des points de vue

1. Les inquiétudes du grand public

Avant de résumer les inquiétudes et points de vue que divers intervenants ont communiqué directement à la Commission dans leurs témoignages ou leurs mémoires, il serait peut-être utile de faire état de la nature des plus fréquentes inquiétudes du grand public telles que les conçoivent les membres de la Commission à partir de leur examen des reportages sur l'industrie diffusés par les médias.

Les inquiétudes le plus souvent exprimées par le grand public, qui portent principalement sur le prix de l'essence au détail, peuvent se résumer ainsi:

1. Le niveau absolu des prix est trop élevé. (De plus en plus, cette inquiétude s'appuie sur une comparaison entre les prix de l'essence au détail au Canada et ceux aux États-Unis ou sur le prix du brut sur le marché mondial.)

2. Pour des catégories d'essence comparables vendues à des postes d'essence adjacents ou voisins, les prix à la pompe sont presque identiques et laissent donc peu de choix au consommateur.

3. Dans les régions du pays où les prix à la pompe fluctuent, ils ont tendance à baisser graduellement sur plusieurs semaines, puis ils enregistrent soudainement, dans tous les débits, des hausses spectaculaires en quelques heures, quelquefois juste avant des périodes de forte consommation, comme les longues fins de semaine.

4. Il existe de temps à autre des écarts notables entre les prix à la pompe de localités voisines, et certaines régions se caractérisent par des prix à la pompe beaucoup plus volatiles qu'ailleurs.

Vu l'absence d'une explication plausible de la cause de ces divers phénomènes, il n'est pas étonnant que le public fasse siennes les spéculations de journalistes, de politiciens et d'autres qui affirment que cela tient probablement à la fixation des prix ou à d'autres manoeuvres ou concertations illégales, ou encore qu'il en arrive à croire que, de toute façon, quelque chose ne tourne pas rond sur le marché de l'essence. Toutefois, le lecteur se

rendra compte qu'il peut y avoir d'autres explications pour ces phénomènes. Il convient également de signaler que le Directeur n'a jamais prétendu avoir démontré, dans la volumineuse documentation que lui-même ou d'autres personnes ont déposée devant la Commission, la perpétration d'infractions de nature criminelle.

2. Les regroupements de consommateurs

La Commission a reçu des mémoires du bureau national de l'Association des consommateurs du Canada (ACC) et, en outre, des succursales de l'ACC de la Colombie-Britannique, de l'Alberta, de la Saskatchewan, du Manitoba, de la Nouvelle-Écosse et de Toronto. Plusieurs des mémoires s'appuyaient sur des sondages des vues et des expériences des consommateurs.

Les regroupements de consommateurs s'inquiètent principalement du manque de vigueur de la concurrence en matière de prix et de l'uniformité trop grande des prix de vente au détail de l'essence au Canada. Ils sont d'avis que l'absence de rivalité entre les concurrents tient à une concentration et à une intégration verticale trop poussées, deux phénomènes qui ont donné aux grandes sociétés pétrolières une emprise trop forte sur le marché du détail. Les regroupements se préoccupent de ce que ces dernières ont le pouvoir d'exclure les indépendants du marché ou d'en restreindre le nombre en fournissant à plus bas prix les débits de détail (particulièrement les libres-services) dont elles sont propriétaires-exploitants. En outre, les associations de consommateurs se préoccupent de ce que la réglementation, qui, dans certaines provinces et municipalités, restreint l'implantation sur le marché et la gamme des services offerts au détail (par exemple, les restrictions visant les libres-services, les postes d'essence et la prolongation des heures d'ouverture), aggrave la situation. Dans l'ensemble, ces organismes estiment qu'il y a trop peu d'entreprises distinctes sur le marché de détail de l'essence, que les postes d'essence y sont trop nombreux, ce qui se traduit par des volumes de vente moyens trop faibles et des coûts unitaires trop élevés et, sur certains marchés, par une réduction excessive des choix offerts.

En raison peut-être du système de réglementation de la Nouvelle-Écosse, les représentants de l'ACC de cette province ont insisté avec une vigueur particulière pour que soient éliminées les restrictions réglementaires visant le nombre et le genre de stations-service. Cette association estimait en outre que la réglementation ne devait pas garantir la marge des commerçants, perpétuant ainsi les points de vente non rentables.

Dans l'ensemble, les regroupements de consommateurs s'inquiétaient de ce que la réglementation provinciale et municipale, en diminuant la concurrence sur le marché du détail, jouait au détriment des consommateurs.

Ces organismes ont aussi vivement recommandé que les débits de détail soient tenus d'afficher le prix à la pompe de toutes les catégories d'essence qu'ils vendaient, et ce, de manière à ce qu'ils soient facilement lisibles de la rue. A leur avis, cela aiderait les consommateurs à faire des choix éclairés. (Peu après les audiences régionales, durant lesquelles ces recommandations ont été faites, la pratique d'afficher les prix à la pompe est devenue courante dans l'industrie.)

Les représentants de l'ACC de la Saskatchewan ont proposé à la Commission que les débits d'essence qui acceptent les cartes de crédit soient tenus d'accorder un rabais pour les paiements en espèces.

3. Le Directeur des enquêtes et recherches

A l'exemple des autres résumés présentés dans ce chapitre, le suivant, qui porte sur les vues du Directeur, tente de faire ressortir l'essentiel sans entrer dans le détail.

A la fin des audiences de la Commission, l'évaluation faite par le Directeur des faits et de l'état de la concurrence dans l'industrie pétrolière canadienne était quelque peu différente des vues qu'il avait exprimées dans le Livre vert. Les rectificatifs qu'il proposait ont aussi été modifiés. Bien que les grandes lignes des propos du Directeur soient demeurées largement inchangées tout au long des audiences de la Commission, il serait néanmoins utile de signaler à quels égards les points de vue exprimés dans le Livre vert en 1981 ont été modifiés par la suite.

(a) L'approvisionnement en brut

Les raffineries de l'Est du Canada ont traditionnellement, pour des raisons de disponibilité et de prix, obtenu la plus grande partie de leur brut de l'étranger, plutôt que de l'Ouest canadien ou des États-Unis. Dans le Livre vert, qui portait essentiellement sur la période 1958-1973, le Directeur a conclu, après avoir terminé son enquête, que les raffineurs de l'Est canadien, qui importaient le brut presque exclusivement de sociétés étrangères associées (c'est-à-dire les pétrolières multinationales qui produisaient le pétrole brut dans leurs concessions au Venezuela, au Moyen-Orient ou ailleurs), avaient payé des «prix artificiellement élevés» pour leur brut. Aux yeux du Directeur, les niveaux artificiellement élevés des prix ont été rendus possibles par le contrôle qu'exerçaient les pétrolières multinationales sur les exportations de brut vers le Canada, par une certaine «harmonisation» des niveaux de prix entre les *Majors* et par leur domination du marché du détail au Québec et dans les provinces maritimes. Selon le Directeur, ce dernier facteur leur

permettait de répercuter les prix «irréalistes» des importations de brut sur le prix des produits et de diminuer ainsi les pressions à la baisse, dues à la concurrence, sur les coûts en amont.

En ce qui concerne l'approvisionnement en brut de l'Ouest canadien, les critiques du Directeur ont porté sur les sociétés pétrolières intégrées et les pouvoirs publics. En premier lieu, il a jugé que les restrictions de la production inhérentes au plan de contingentement appliqué par l'Energy Resources Conservation Board de l'Alberta avaient créé des conditions propices à une hausse des prix du brut par l'industrie. En deuxième lieu, il a fait observer que la Politique pétrolière nationale, qui a freiné l'entrée de pétrole brut à l'ouest de la vallée de l'Outaouais entre 1961 et 1973, avait mis cette partie du pays à l'abri de la concurrence étrangère à une époque où les prix internationaux étaient à la baisse. En troisième lieu, il a soutenu que les producteurs canadiens de brut ont profité de cette situation pour maintenir les prix du brut canadien à un niveau plus élevé qu'ils ne l'auraient été autrement. En dernier lieu, le Directeur affirmait dans le Livre vert que les pétrolières intégrées, principaux propriétaires et exploitants des grands pipelines, ont exercé les pouvoirs que leur conférait cette position de façon à supprimer la concurrence par les prix entre les producteurs canadiens de brut et à fausser le jeu de la concurrence entre les raffineries vers lesquelles le brut était acheminé.

Le Livre vert n'indiquait pas avec exactitude si l'évaluation générale de la situation par le Directeur, résumée ci-dessus, portait sur la période précédant 1973 ou sur la période allant jusqu'à 1981. La situation internationale de l'approvisionnement s'est transformée en profondeur au cours des années 1970, notamment à compter de 1973, ce qui a mené à l'abandon de la Politique pétrolière nationale et à l'instauration de l'indemnisation des importateurs de pétrole. De toute façon, il est devenu manifeste au cours des audiences de la Commission que le Directeur, pour ce qui est des secteurs amont de l'industrie pétrolière et sauf indication expresse du contraire, considérait que son Livre vert ne portait que sur la période précédant 1973. A la conclusion des audiences de la Commission, le Directeur a renoncé aux mesures correctives qu'il avait proposées dans le Livre vert relativement aux secteurs de la production intérieure et de l'exploitation des pipelines. Quant aux prix payés après 1973 pour le brut importé, il a conclu, s'appuyant sur les preuves déposées auprès de la Commission, que les prix avaient été indûment élevés, à cause de la structure et du fonctionnement du Programme fédéral d'indemnisation des importateurs et aussi par suite du manque d'opportunisme des raffineurs canadiens qui n'ont pas su s'approvisionner en brut étranger à des prix inférieurs à ceux fixés dans les contrats d'approvisionnement passés avec leurs sociétés internationales associées. Dans son argumentation finale, le Directeur a proposé des mesures rectificatives en vue

de modifier certains aspects du Programme d'indemnisation des importateurs de pétrole et d'établir des lignes directrices plus rigoureuses pour déterminer la «juste valeur marchande» en vertu des dispositions de la *Loi de l'impôt sur le revenu* portant sur les importations de brut.

Par suite de la décision du gouvernement, prise en 1985, de soumettre les prix du brut canadien au jeu des forces du marché, le Programme d'indemnisation des importateurs de pétrole a été abandonné, et les correctifs proposés par le Directeur à cet égard ne sont plus pertinents.

La proposition visant les lignes directrices en matière d'impôt ressortit aux modalités d'application de la législation fiscale, domaine que la Commission connaît assez mal et dans lequel elle n'a pas compétence. Cette proposition, que la Commission n'a pas l'intention de commenter, a été communiquée au ministère du Revenu national qui y donnera les suites qu'il jugera appropriées. De plus, la Commission se penche, dans ses conclusions, sur l'importance d'une application rigoureuse de la législation fiscale.

(b) Le secteur du raffinage

Le Directeur a toujours maintenu que les raffineurs canadiens, dont chacun jouit inévitablement d'un certain pouvoir commercial en raison de la petite taille du marché canadien et du besoin de réaliser des économies d'échelle, ont coordonné l'exercice de ce pouvoir au moyen et en fonction d'un ensemble exhaustif d'accords indépendants d'approvisionnement en produits pétroliers, en vue de restreindre la concurrence par les prix dans le secteur de la commercialisation. Il estimait, en particulier, que l'objet et l'effet de ces accords consistaient à restreindre la concurrence entre les raffineurs, à limiter l'offre de produits raffinés aux revendeurs non intégrés et, généralement, à coordonner les réductions et les augmentations de capacité de façon à empêcher que l'offre dépasse de beaucoup la demande.

S'il est vrai, en dernière analyse, que la distorsion ou les restrictions de la concurrence se manifestent principalement par une carence de la performance sur le marché du détail, le Directeur estimait que la coordination des activités anticoncurrentielles au niveau du raffinage a été l'élément déterminant de la transmission des imperfections de la concurrence entre les secteurs de l'industrie pétrolière, le secteur du raffinage étant le maillon central dans la chaîne de l'intégration verticale. Le Directeur affirmait:

> En amont, dans le secteur de la production, la structure du secteur du raffinage a favorisé la concentration du contrôle du brut dans les mains d'un petit nombre de sociétés. En aval, dans le secteur du marketing, l'interdépendance qui est apparue entre les sociétés sur le plan du raffinage a stimulé la tendance de ces mêmes

entreprises à adopter des mesures punitives qui se renforçaient mutuellement pour limiter la concurrence.

Dans son Livre vert, le Directeur a proposé que les accords d'approvisionnement en produits raffinés soient soumis à l'approbation de l'Office national de l'énergie, qui serait tenu de consulter le ministre de la Consommation et des Corporations. Dans son argumentation finale, le Directeur a plutôt insisté pour que les accords réciproques ou interdépendants d'approvisionnement passés entre les raffineurs soient généralement interdits et que tous les autres accords d'approvisionnement soient de durée rigoureusement limitée sauf dans les cas où la Commission sur les pratiques restrictives du commerce jugeait que l'accord avait un effet bénéfique sur la concurrence.

(c) Le secteur de la commercialisation

Dans le secteur de la commercialisation, les préoccupations du Directeur visaient presque exclusivement les carburants, notamment l'essence. Bien qu'il ait abordé accessoirement la question du mazout et que certaines des mesures correctives recommandées dans le Livre vert aient porté tant sur le mazout que sur l'essence, les recommandations faites par le Directeur à la fin des audiences de la Commission ne se rapportaient qu'à la commercialisation des carburants.

L'allégation de base du Livre vert est la suivante: non seulement les grandes sociétés pétrolières ont-elles évité de se livrer entre elles à une concurrence réelle sur les prix, mais encore se sont-elles livrées, depuis les années 1950, avec beaucoup de succès, à des pratiques discriminatoires concertées en vue de retarder, d'entraver ou d'empêcher la concurrence par les prix et la transformation structurelle de la commercialisation de l'essence.

Selon le Livre vert, les grandes sociétés pétrolières «régionales» de cette période (Irving Oil, Petrofina, Supertest, British Petroleum, Sunoco et Standard Oil of British Columbia) ont emboîté le pas à Impériale, Gulf, Shell et Texaco (les grandes sociétés pétrolières nationales) et ont soutenu leur action en évitant de se faire concurrence entre elles en matière de prix. D'après le Directeur, cette situation était largement attribuable au climat d'«indulgence réciproque» entre ces sociétés, climat qui lui-même tenait en partie au «réseau de liens» dans les secteurs de la production et du raffinage. Aux yeux du Directeur, la concurrence entre les pétrolières intégrées visait le volume plutôt que le prix, et ce, au moyen de l'emplacement et du nombre des débits, de la qualité et de la gamme des services, de l'annonce des marques, des facilités de crédit et des promotions publicitaires. Selon lui, il s'agissait là d'une concurrence très dispendieuse, qui a donné lieu à de faibles volumes et à des prix unitaires élevés dans de nombreux débits d'essence, de même qu'à des marges bénéficiaires élevées au niveau du gros et du détail.

Ces marges bénéficiaires élevées ont suscité l'arrivée, sur les marchés urbains à grand potentiel de vente, de détaillants non intégrés, offrant un minimum de services à bas prix, dont quelques grandes surfaces, quelques marchands d'articles pour l'automobile et des détaillants à rabais. Après analyse des faits dont il disposait, le Directeur en est venu à la conclusion que les grandes sociétés pétrolières, plutôt que de chercher à concurrencer les indépendants sur le plan de la performance (en offrant des prix plus bas plutôt que des services supplémentaires) ont préféré adopter des manoeuvres d'exclusion dont l'objet et l'effet étaient d'entraver l'implantation et l'expansion des indépendants et d'éliminer certains de leurs concurrents qui affichaient les plus bas prix. Le Directeur en a conclu que les *Majors* ont cherché et ont effectivement réussi à élever des barrières à l'implantation sur le marché, à protéger leurs investissements dans leurs propres réseaux et, par là, à consolider et à étendre «le pouvoir monopolistique qui leur venait de la mainmise qu'elles exerçaient en amont sur le raffinage et l'achat du brut», en tentant d'empêcher ou de réduire la concurrence des prix au détail.

Dans le Livre vert, le Directeur affirmait que les sanctions ou les mesures adoptées par les *Majors* avaient varié durant la période visée par l'enquête. Dans un premier temps, soit entre 1959 et 1964, celles-ci ont su offrir des bas prix dans leurs propres débits en vendant à leurs détaillants par voie de consignation ou en accordant des remises spéciales à ceux qui affichaient des bas prix. Dans un deuxième temps, soit entre 1969 et 1973, elles ont continué d'appliquer ces deux premières méthodes, mais elles ont également adopté des marques secondaires ou des marques «de combat» dans les stations-service qui leur appartenaient ou qu'elles exploitaient, afin de s'attaquer aux indépendants qui pratiquaient des bas prix.

Le Directeur a affirmé que, la situation internationale d'approvisionnement ayant changé à la fin des années 1960 et dans les années 1970, et le contrôle de l'approvisionnement international en brut ayant commencé à échapper aux multinationales, les grandes sociétés pétrolières nationales ont davantage axé leurs efforts sur l'élimination des indépendants. Selon le Directeur, elles y sont arrivées, en partie, par l'acquisition de certains indépendants, par la fusion d'entreprises, par la limitation des volumes vendus aux indépendants et par la réduction de la marge bénéficiaire de ceux-ci, soit en augmentant les prix de gros qui leur étaient offerts, soit en abaissant les prix dans leurs propres débits de façon à réduire le cours des prix sur le marché du détail.

L'évaluation que le Directeur a faite des problèmes existant sur le marché du détail, et des mesures correctives que ces problèmes appelaient, a évolué au cours des audiences de la Commission, comme en fait foi la déclaration suivante, tirée de son argumentation finale. Après avoir fait mention des

pratiques exposées dans le Livre vert et décrites ci-dessus, le Directeur a affirmé:

> Dans son mémoire, le Directeur allègue que toutes ces pratiques servaient à restreindre le commerçant indépendant. Il importe d'ajouter que bon nombre de ces pratiques ont toujours cours aujourd'hui.
>
> Toutefois, aujourd'hui, les questions relatives à la concurrence diffèrent de celles qui se posaient avant 1973. Les sociétés intégrées ne tentent plus d'exercer un contrôle sur le revendeur; cette époque est révolue. Le problème actuel est attribuable au fait que les sociétés intégrées se sont lancées dans un ambitieux programme de contrôle du prix de l'essence à tous les niveaux du commerce.

A cet égard, la principale inquiétude du Directeur tenait à ce que, au cours des dernières années, les sociétés intégrées ont acquis une mainmise sans cesse plus étendue sur les prix à la pompe des carburants grâce à des stations-service possédées et exploitées par les sociétés intégrées (en grande partie des libres-services), à la vente d'essence, dans certains cas au moyen de contrats d'agence, par l'entremise de débits appartenant à d'autres, et à de vastes programmes temporaires de remises et de subventions aux concessionnaires qui, aux yeux du Directeur, ont pour effet de soutenir les prix.

Les mesures correctives proposées par le Directeur dans son argumentation finale ayant trait au secteur de la commercialisation font l'objet d'un examen détaillé dans le présent Rapport. Le Directeur recommandait principalement qu'aucun détaillant ne soit lié exclusivement à une source d'approvisionnement en carburants, qu'il soit interdit aux fournisseurs de carburants d'acquérir un contrôle direct ou indirect sur les prix à la pompe dans les débits autres que ceux qu'ils possèdent et exploitent directement, et que toute acquisition par les raffineurs de débits de détail de carburants soit soumise à l'approbation d'un organisme public.

4. Les indépendants

Quoique le terme «indépendant» soit ambigu, on tend à l'utiliser dans l'industrie pétrolière pour désigner un commerçant d'essence ou de mazout qui vend au détail des produits portant sa propre marque mais qui n'est pas propriétaire d'une raffinerie. C'est dans cette acception que le terme est utilisé dans le présent Rapport, même si la Commission reconnaît que d'autres commerçants jouissent également d'une certaine indépendance, qui varie d'un cas à l'autre, vis-à-vis de leurs fournisseurs.

Défini ainsi, le groupe des indépendants comprend les grands détaillants comme Canadian Tire et Mohawk et les chaînes qui vendent de l'essence au détail à titre d'agents des raffineurs. Ce groupe renferme aussi dans une

proportion considérable les petits commerces qui exploitent un ou quelques débits d'essence. Ces petits commerces, dont la situation financière tend à être assez précaire, sont aux prises avec un ensemble de problèmes particuliers qui tiennent au fonctionnement du marché.

S'il est vrai qu'à l'occasion certains indépendants font raffiner du brut par un raffineur sous contrat, importent des produits et exploitent des installations d'entreposage et de transport, il n'en demeure pas moins qu'en substance, leur commerce consiste à acheter des produits d'un ou de plusieurs raffineurs en vue de les revendre sous leurs propres marques. Les indépendants qui sont actifs dans la vente au détail de l'essence et dont plusieurs, en outre, font le commerce de détail et de gros du carburant diesel, du mazout et du fuel industriel sont parfois appelés les vendeurs «sans marque» ou affichant une «marque privée», expressions qui peuvent semer la confusion chez le profane, mais qui signifient simplement que ces commerçants ne vendent pas des produits «de marque» à l'enseigne des grandes sociétés.

La Commission a recueilli les témoignages de plusieurs membres de ce groupe dans presque toutes les provinces. En outre, pendant la plupart des audiences de la Commission, un représentant de la Fédération canadienne des distributeurs indépendants de produits pétroliers (ci-après appelée la «Fédération») représentait les intérêts de nombreux indépendants[1].

Les plus importants indépendants, Mohawk Oil et Canadian Tire, par exemple, n'ont pas pris part au débat sur les problèmes de fonctionnement du marché.

Les seules sources canadiennes d'approvisionnement de presque tous les indépendants sont, directement ou indirectement, leurs concurrents intégrés. Le principal problème des indépendants a trait aux conditions d'approvisionnement. Dans une moindre mesure, ils s'inquiètent de la question de l'accès aux produits, y compris l'accès équitable en cas de pénurie générale. Ils se sont également plaints des éléments de certains programmes gouvernementaux, notamment ceux qui concernent l'indemnisation des importateurs de pétrole, les indemnités de transfert du pétrole canadien, la taxe de vente fédérale et les exigences de l'Ontario relatives à la coloration du fuel, qui ont un effet discriminatoire à l'endroit de nombreux indépendants. Après examen minutieux des trois dernières plaintes, la Commission a jugé qu'elles ne posaient pas de problèmes dans le cadre de la politique générale de la concurrence.

---

1. Malgré les demandes répétées qui lui ont été adressées et ses engagements en ce sens, la Fédération n'a pas communiqué à la Commission la liste de ses membres. On sait, par ailleurs, que la Fédération ne représente pas les plus importantes chaînes de revendeurs non intégrées comme Canadian Tire et Mohawk.

Quant au problème principal, soit les conditions d'approvisionnement auprès des raffineurs canadiens, la plupart des interventions portaient sur la position de force des grandes pétrolières qui pouvaient rétrécir à volonté les marges de manoeuvre des indépendants, soit en leur livrant une concurrence qui fasse baisser les prix à la pompe, soit en augmentant les prix de gros. Les petits indépendants préfèrent conserver leur marge de manoeuvre à court terme afin de s'approvisionner au plus bas prix et, souvent, ne signent pas de contrats d'approvisionnement. Même lorsqu'ils en ont, leurs contrats d'approvisionnement à court terme (habituellement d'un an) établissent ordinairement des quantités minimums et maximums, mais n'offrent aucune garantie quant aux prix. Selon le témoignage des indépendants, si un indépendant refuse de payer le prix qui lui est demandé, sa seule option est de trouver une autre source d'approvisionnement. De plus, le rapport entre les prix de gros et les prix à la pompe est tel que la plupart des concessionnaires du réseau des producteurs bénéficient d'un soutien des prix, tandis que les paiements de soutien ou les remises aux indépendants sont de nature discrétionnaire quant à leur montant et leur existence même; lorsqu'ils sont versés, ils le sont souvent après coup. De nombreux indépendants affirment que dans l'ensemble, le climat est tel qu'ils ne peuvent pas prendre d'initiatives au chapitre des prix. Ils estiment pourtant que leurs coûts d'exploitation sont plus bas que ceux des distributeurs à l'enseigne des grandes pétrolières en raison de leurs frais administratifs et publicitaires inférieurs et de leurs immobilisations habituellement moins considérables. Ils sont d'avis qu'ils devraient donc être en mesure d'afficher des prix à la pompe relativement moins élevés, ce qui est à peu près le seul moyen dont ils disposent pour attirer des clients. Or, les indépendants se sentent incapables d'établir l'écart qu'ils estiment acceptable dans les prix à la pompe entre eux-mêmes et les distributeurs de grandes marques.

Certains des indépendants se sont également plaints de ce que les prix que les *Majors* demandaient à leurs clients commerciaux et industriels excluaient à toutes fins utiles les indépendants de ce marché.

Quant à la façon d'atténuer ces problèmes, la Fédération a prôné un renforcement de la législation sur la concurrence. Elle a, en particulier, vivement recommandé de modifier la *Loi relative aux enquêtes sur les coalitions* dans le sens indiqué par les propositions récentes du gouvernement. La Fédération a aussi recommandé avec force que soit élargi le rôle officieux de quasi-réglementation du Directeur, qui exercerait alors, suivant la Fédération, des pouvoirs de «persuasion morale» ou de «médiation». Par ce dernier point, les indépendants exprimaient leur souhait de voir instaurer des mesures correctives rapides et efficaces dans les cas d'abus de pouvoirs commerciaux, ce à quoi des arrangements officieux, non contentieux, se prêteraient le mieux.

La Fédération a fait valoir qu'il devrait n'y avoir aucune autre forme d'intervention de l'État sur le marché des produits pétroliers, bien qu'elle ait recommandé que la «canadianisation» du secteur privé en aval soit encouragée. Quant au rôle permanent de Petro-Canada, la Fédération a affirmé que:

> Petro-Canada devrait, au sein de l'industrie, être soumise aux mêmes conditions du marché que ses concurrentes du fait qu'elle est une société à but lucratif; les activités de commercialisation de Petro-Canada devraient être considérées comme une opération distincte et les rapports, établis en conséquence. Petro-Canada devrait se montrer chef de file et donner l'exemple aux autres raffineurs en n'accordant pas un traitement de faveur à son propre réseau de commercialisation par rapport aux indépendants qui lui livrent concurrence sur le même marché.

La Fédération a recommandé que la Commission rejette les propositions du Directeur visant à interdire les ventes en exclusivité des carburants, sauf dans les cas où le prix du fournisseur n'est pas raisonnablement «compétitif». La Fédération n'estime pas qu'il y a lieu d'instaurer, pour ce qui est des acquisitions des débits de carburants au détail, un mécanisme d'approbation gouvernementale préalable, sauf en matière d'examen de l'investissement étranger. De plus, elle croit que l'application de deux des recommandations du Directeur, celle prônant l'abolition des ententes d'utilisation de produits non pétroliers et celle permettant aux commerçants d'annoncer le fabricant des carburants qu'ils vendent, pourrait bien être plus nuisible qu'utile.

5. La National Automotive Trades Association

La National Automotive Trades Association du Canada (NATA) regroupe 11 associations provinciales qui représentent environ 6 000 détaillants d'essence plus un certain nombre de commerçants en voitures neuves et d'occasion, d'ateliers de carrosserie, de services de dépannage, d'ateliers de reconstruction de transmissions automatiques et d'entreprises du même genre.

Typiquement, le détaillant d'essence représenté par la NATA est un détaillant, propriétaire ou locataire de sa station, qui offre des services complets et qui, outre qu'il achète de l'essence de son franchiseur/fournisseur pour la revendre sous l'enseigne d'une grande société pétrolière, exploite un poste de réparation ou plus. Nombre d'exploitants de ces stations-service «traditionnelles» ont témoigné devant la Commission. En outre, la NATA a soumis un premier exposé au début des audiences de la Commission et une longue argumentation détaillée lorsque celles-ci ont pris fin.

La NATA et les détaillants d'essence qu'elle représente reprochent surtout au mode de commercialisation de l'essence au Canada le préjudice

que leur cause le fait d'être tenus d'acheter leur essence au prix livré au camion-citerne[2], lequel est un «prix de gros artificiellement gonflé» et non «un prix de gros réaliste ou véritable». NATA a déclaré devant la Commission que ses membres entrent en effet en concurrence avec des libres-services et des stations distributrices d'une marque secondaire, dont les fournisseurs sont les propriétaires-exploitants, et avec des revendeurs indépendants qui distribuent une «marque privée». Or, aucun d'entre eux n'est assujetti au prix au camion-citerne et tous, pour une raison ou une autre, paient un prix de cession interne ou de gros moins élevé.

Les détaillants du réseau des producteurs avaient d'autres plaintes à l'égard de ce qu'ils jugeaient être le contrôle excessif exercé sur le marché du détail et, en particulier, de la fixation des prix de détail, par les sociétés pétrolières verticalement intégrées. La NATA soutient que l'intégration verticale s'est beaucoup développée en aval sous l'impulsion des efforts déployés par les grandes sociétés pétrolières en vue de rendre l'industrie «imperméable» aux problèmes qu'elle devait affronter de temps à autre, et que cette intégration a «nécessairement eu des conséquences anticoncurrentielles». Comme elle le précise dans son argumentation finale:

> Dans la situation actuelle, il n'existe pas de prix de gros significatif ni de statut significatif d'entreprise indépendante, que ce soit pour les détaillants du réseau des producteurs, les détaillants locataires ou les revendeurs indépendants. Ces derniers font face aux mêmes mécanismes de contrôle que les détaillants du réseau des producteurs. Les contrats sont arbitrairement résiliés, et le soutien des prix s'exerce de façon tout à fait fantaisiste. Dans la pratique, seuls restent viables les revendeurs indépendants qui ont un chiffre d'affaires plus important et qui exploitent de nombreux points de vente. Les débouchés qui échappent à cette règle constituent l'exception qui la confirme. Ce sont les points de vente à marges garanties dont les propriétaires se bornent à glaner les profits découlant de la propriété du bien immeuble et ne prennent aucunement part à la commercialisation de l'essence.

La NATA a soumis à la Commission plusieurs recommandations visant à régler les problèmes tels qu'elle les percevait et à obtenir «des prix plus justes et plus stables au niveau du détail». Elle a d'abord recommandé qu'on impose à l'industrie un «divorce fonctionnel» en vertu duquel le raffineur, tout en étant autorisé à posséder des points de vente d'essence au détail, ne pourrait ni exploiter ni contrôler directement, indirectement ou conformément à un contrat d'agence ou de gérance, un point de vente dont il est le fournisseur. L'Association a par ailleurs proposé qu'on accorde au détaillant du réseau des producteurs un droit de préemption s'il arrive que «sa» station-service soit mise en vente par son fournisseur.

---

2. Le prix au camion-citerne est le prix de gros livré aux détaillants de marque principale.

L'Association a ensuite proposé qu'un «prix départ raffinerie» soit imposé aux raffineurs. Cette mesure, au cours d'une même journée, obligerait chaque raffineur à demander à tous ses clients le même prix affiché pour chacun de ses produits et services, quel que soit le volume ou la catégorie des échanges. Aucun autre prix de gros, prix au camion-citerne ou prix de cession interne n'existerait. Ce prix s'appliquerait aux produits pétroliers dont le client prend livraison à la raffinerie du fournisseur ou à son terminal de chargement en vrac. Les frais pour les produits ou services additionnels, y compris les frais de publicité et de livraison, seraient déterminés et payés séparément.

A titre de solution de rechange à la fixation d'un prix départ raffinerie uniforme, la NATA avait, dans son exposé préliminaire devant la Commission, vivement recommandé qu'on renforce l'interdiction d'établir une distinction au niveau des prix mentionnés à l'article 34 (1)a) de la *Loi relative aux enquêtes sur les coalitions* de manière à établir clairement que la distribution en gros de l'essence, «de marque» ou non, serait considérée comme la distribution de produits «de qualité similaire» au sens où l'entend l'article 34(1)a), exigeant ainsi que le même prix soit facturé à des détaillants concurrents lorsque les volumes acquis sont les mêmes. Les ventes en consignation seraient également interdites.

La NATA a aussi proposé l'adoption d'une *Charte des droits du détaillant* qui, contrairement aux lignes directrices volontaires sur les baux des stations-service actuellement en vigueur en Alberta, en Colombie-Britannique et en Ontario, prévoirait une protection applicable en vertu d'une loi contre la résiliation unilatérale des baux, leur non-renouvellement, la transformation des emplacements et l'augmentation des loyers. La Commission est d'avis que le champ de son mandat ne s'étend pas aux questions que soulève cette proposition.

6. L'Association des distributeurs d'essence du Québec

L'Association des distributeurs d'essence du Québec (ADEQ), association récemment créée et regroupant certains détaillants d'essence du Québec locataires d'une station, a présenté un exposé général à la Commission. L'ADEQ est d'avis que sous le rapport des profits, ses membres souffrent injustement de l'exploitation directe des libres-services par les raffineurs, du fait d'avoir à payer l'essence au moment où elle leur est livrée plutôt qu'au moment où ils la revendent (ce qui les obligent à financer l'essence stockée dans les réservoirs souterrains et à payer celle qui s'évapore avant qu'elle ne soit vendue au détail), de l'insécurité à laquelle les expose la mise en location des stations par les sociétés pétrolières, de l'obligation de payer les frais

d'entretien du matériel et ceux qu'entraîne l'utilisation des cartes de crédit, de l'imposition par les sociétés pétrolières propriétaires d'heures d'ouverture et de prix différents à des stations différentes, et de l'assujettissement à des loyers trop élevés, particulièrement lorsqu'il s'agit de stations au débit modeste. En outre, l'ADEQ croit que ses membres devraient être autorisés à négocier la fixation de leur marge de détail avec leurs fournisseurs, ainsi qu'à restreindre l'implantation de nouveaux détaillants d'essence sur leurs marchés.

L'ADEQ a proposé une série de mesures correctives qui, selon elle, répondraient aux préoccupations de ses membres. Voici les recommandations qu'elle a présentées à la Commission: qu'il soit interdit aux raffineurs de vendre leurs produits au détail, que les propriétaires de stations-service ne soient tenus de payer pour l'essence qui leur est fournie qu'au moment où ils la revendent, que les frais de crédit soient interdits, que les frais d'entretien du matériel des stations-service louées soient payés par les sociétés pétrolières propriétaires, que les locataires vendant moins de 300 000 gallons d'essence par année ne soient pas tenus de payer un loyer et, si leur volume de vente devait dépasser ce seuil, que ce loyer soit limité grâce à une formule liée aux profits, qu'une meilleure protection soit accordée contre la résiliation et le non-renouvellement des baux, que les raffineurs soient tenus de fixer des prix uniformes pour tous les détaillants et que ces derniers soient autorisés à déterminer leurs propres heures d'ouverture et puissent contrôler la délivrance de permis d'exploitation aux détaillants qui veulent prendre place sur leurs marchés.

Les propositions relatives aux conditions régissant les rapports entre les locataires et les propriétaires traitent de sujets analogues à ceux qui sont abordés dans la *Charte des droits du détaillant* proposée par la NATA, et ne sont pas non plus comprises dans le champ du mandat de la Commission. Il faut toutefois bien comprendre que le fait qu'une question ne soit pas visée par le mandat de la Commission ne reflète en rien une opinion de la Commission sur le bien-fondé des plaintes ou propositions formulées.

Certaines des autres propositions contenues dans l'exposé de l'ADEQ pourraient avoir des répercussions générales sur la concurrence et sont abordées plus loin.

7. Les points de vue des gouvernements

Bien que la Commission ait expressément invité à soumettre des exposés toutes les administrations provinciales et tous les organismes fédéraux qui pouvaient être particulièrement intéressés à le faire, seule la Saskatchewan a,

à titre de gouvernement du jour, répondu à son invitation. L'exposé en question a été présenté, tant de vive voix que par écrit, par le ministre de la Consommation et des Affaires commerciales de cette province durant les premiers mois de 1982.

Quoiqu'il ait paru douteux au gouvernement de la Saskatchewan que les préoccupations du Directeur concernant la fixation des prix du pétrole brut de 1958 à 1973 soient encore valables à l'heure actuelle, cette province a, de façon générale, appuyé les mesures rectificatives que le Directeur proposait dans son Livre vert sous réserve que la Commission juge, après audition de l'ensemble de la preuve, que les conclusions et les analyses du Directeur étaient justifiées. Elle n'a pas précisé si elle-même estimait justifiées ces conclusions ou ces analyses.

Le gouvernement de la Saskatchewan a invité la Commission à examiner deux domaines qui lui causaient certaines inquiétudes. Il s'inquiétait d'abord de l'inégalité des pouvoirs de négociation entre les raffineurs et les détaillants d'essence qu'ils approvisionnent. Il a tout particulièrement souligné que, selon lui, aucune distinction ne devrait être établie à l'égard des points de vente au détail exploités par des raffineurs, par des locataires ou par des revendeurs indépendants ou autres. Il s'inquiétait aussi des écarts entre les coûts et les prix de l'essence qu'on observait d'une localité à l'autre.

Le gouvernement a également manifesté son appui à l'égard du renforcement général des lois sur la concurrence en vigueur au Canada et, en particulier, des propositions visant à dépénaliser la législation sur la concurrence de manière que des mesures correctives puissent être prises sans qu'on soit obligé de respecter l'exigeante norme de preuve applicable au droit criminel.

8. Les réactions des sociétés pétrolières intégrées

Les sociétés pétrolières intégrées ont surtout réagi aux allégations, arguments et recommandations du Directeur, mais elles ont aussi jugé bon d'exprimer leur avis sur certaines recommandations venues d'ailleurs.

La réaction initiale des grandes sociétés pétrolières intégrées au Livre vert a été exprimée dans l'exposition des faits qu'elles ont donnée au début des audiences de la Commission. Chacune de ces sociétés a tout simplement nié la validité des critiques du Directeur, que celles-ci se rapportent à des événements passés ou à la situation actuelle. Elles ont mis en doute la valeur de son analyse et se sont dites outrées par le ton accusateur du Livre vert, ainsi que par son mode de publication et de diffusion.

Chacune des grandes sociétés pétrolières intégrées a présenté de nombreuses preuves à chacune des étapes de l'enquête, que ce soit au moyen d'exposés écrits ou par les dépositions de témoins experts en la matière. Chaque preuve des sociétés, qui, à chaque phase des audiences, a été présentée après celle du Directeur, a dépeint l'origine et le caractère de l'intervention de la société dans le secteur considéré et a opposé aux allégations du Directeur l'interprétation que la société leur donnait alors.

A la fin des audiences, et après avoir étudié la longue argumentation finale du Directeur et ses recommandations non moins nombreuses, chaque société pétrolière intégrée a, à son tour, longuement exposé son point de vue. Le Directeur a eu l'occasion de répondre aux arguments avancés et il s'en est prévalu.

En général, les sociétés pétrolières prétendent toutes que le Directeur n'a fait qu'une analyse superficielle de la situation et qu'il a manqué totalement d'objectivité. Selon elles, bon nombre des allégations du Directeur sont faussées à la base parce que celui-ci n'a pas vraiment compris les preuves, qu'il ne s'est pas appuyé sur de telles preuves ou qu'il les a utilisées délibérément à tort. Chacune des sociétés a catégoriquement nié qu'elle ait jamais été mêlée à une action concertée dans un secteur quelconque de l'industrie pétrolière.

En ce qui a trait au secteur international, les *Majors* ont allégué que les quelques faits sur lesquels on pouvait s'appuyer démontraient qu'elles avaient payé leur brut à sa «juste valeur marchande» ou à des prix qui correspondaient raisonnablement aux prix de cession aux tiers, et que rien ne permettait de croire à un surcoût puisque personne ne pouvait prouver que, pour des transactions analogues, elles aient été assujetties à des prix généralement supérieurs aux prix de cession. Elles ont soutenu qu'en affirmant qu'elles avaient payé des prix exagérément élevés pour se ravitailler en brut auprès de leurs sociétés associées, le Directeur s'était appuyé sur des calculs théoriques, de fausses hypothèses ou de vues de l'esprit, et qu'il avait tiré des conclusions injustifiées des preuves réunies. Elles ont de surcroît prétendu que les contrats à long terme qui les liaient à leurs sociétés associées leur avaient procuré une stabilité d'approvisionnement et une souplesse qu'elles n'auraient pas trouvées en effectuant la majeure partie de leurs achats sur le marché du disponible.

La société Ultramar Canada Inc. a allégué que les inquiétudes du Directeur en ce qui concerne les prix de cession internationaux n'avaient plus de raison d'être puisque «les marchés mondiaux ne sont plus dominés par une poignée de grandes sociétés pétrolières internationales ayant des intérêts communs».

Pour réfuter les vues du Directeur concernant les ententes d'approvisionnement conclues entre raffineurs, les sociétés pétrolières ont avancé que la taille même de leur commerce de distribution et de leurs investissements dans le secteur du raffinage rendaient ces ententes nécessaires. Selon elles, le Directeur n'avait pas évalué correctement la nature de leur besoin de faire bénéficier leur vaste réseau commercial de sources d'approvisionnement sûres, ni le fait que ces ententes leur permettaient d'utiliser plus efficacement leur capacité de raffinage et, par conséquent, de réduire leurs coûts. Elles ont souligné que l'existence d'ententes réciproques ou interdépendantes en matière d'approvisionnement en produits pétroliers assure à longue échéance une plus grande sécurité de cet approvisionnement et contribue ainsi à l'utilisation efficace de la capacité de raffinage. Elles ont en outre nié que les accords d'approvisionnement réciproques ou autres liant certains raffineurs contrecarrent ou aient contrecarré en aucune façon la distribution des produits pétroliers aux revendeurs non intégrés, alléguant au contraire que ces accords favorisaient la concurrence en élargissant la gamme des sources d'approvisionnement en produits pétroliers accessibles aux revendeurs des régions où ces échanges s'effectuent. A l'allégation du Directeur voulant que des échanges non nécessaires et anticoncurrentiels de renseignements ont, ou aient eu, lieu pour faciliter la négociation ou l'application des accords d'approvisionnement en produits pétroliers, les raffineurs, comme le formulait Impériale, ont rétorqué qu'«il est pour ainsi dire inconcevable, et certainement indémontrable, qu'une société quelconque ait divulgué à un concurrent l'essentiel, et encore moins les détails, de sa politique et de ses plans».

Les *Majors* ont prétendu que l'analyse du Directeur portant sur le secteur de la commercialisation était par trop simpliste puisqu'elle prétendait mesurer l'«efficacité» ou le rendement optimal par le chiffre d'affaires de chaque station-service, sans tenir compte de la complexité et de l'évolution constante de la demande. C'est pour cette raison, entre autres, que le Directeur a, selon elles, qualifié d'abus de position dominante ce qui était, en réalité, une vive concurrence et qu'il a mal compris le but des marques secondaires, marques destinées, ont-elles dit, à répondre aux besoins d'«une clientèle plus avertie en matière de prix». Elles ont aussi affirmé que le Directeur se montrait peu réaliste dans son analyse des guerres de prix et des restaurations de prix et qu'il ne parvenait pas, en conséquence, à comprendre le but et l'effet des programmes de soutien des détaillants, lesquels, ont-elles précisé, visaient à aider financièrement les détaillants à survivre, aux dépens des raffineurs, pendant des périodes où la concurrence par les prix se révélait particulièrement intense sur les marchés de détail. En outre, du point de vue des *Majors*, il suffisait d'analyser les statistiques des ventes réelles et d'autres éléments de preuve pour être en mesure de réfuter les allégations de discrimination au niveau des prix.

Globalement, les grandes sociétés pétrolières intégrées ont prétendu que les parts de marché ou la concentration dans le marché ne constituaient pas des indicateurs très fiables de l'influence exercée sur le marché du commerce de détail, que ce secteur avait évolué et continuait d'évoluer, que des concurrents vigoureux s'intégraient régulièrement à l'industrie pétrolière et que les revendeurs indépendants continuaient de faire de bonnes affaires. Elles ont affirmé que l'industrie pétrolière a toujours rendu de fiers services au Canada et qu'il ne s'imposait pas d'apporter des modifications au fonctionnement des divers marchés.

La thèse avancée par Ultramar Canada Inc., société intégrée d'envergure régionale, différait de celles des autres sociétés pétrolières internationales sur un point précis puisqu'elle a reconnu «partager certaines des inquiétudes du Directeur à propos de la situation concurrentielle dans le secteur aval de l'industrie pétrolière». La société estimait cependant que les correctifs que proposait le Directeur à l'égard du secteur d'activités en aval ne feraient que renforcer le statu quo. Ultramar croyait, en particulier, que les propositions du Directeur relatives aux ententes sur les échanges nuiraient davantage aux raffineurs régionaux qu'aux sociétés exploitant des raffineries dans plus d'une région du Canada et qu'elles contribueraient à affermir encore plus la position des grandes sociétés intégrées d'envergure nationale. A son point de vue, «la pratique la plus anticoncurrentielle qui avait actuellement cours était celle de la commercialisation occulte qui, par le truchement d'"indépendants' assujettis à leur contrôle permettait aux *Majors* d'"employer' une stratégie de vente à perte». Ultramar était d'avis que l'absorption des pertes subies en aval au moyen des profits réalisés en amont favorisait cette pratique et que «pour s'attaquer le plus efficacement aux problèmes soulevés par le Directeur, il faudrait dissocier complètement les secteurs du raffinage et de la commercialisation des activités d'amont». C'est la solution à laquelle Ultramar adhérait elle-même.

9. Des événements plus récents

Une fois terminées les principales audiences de la Commission et la présentation d'argumentations écrites détaillées par toutes les parties intéressées, certains événements sont survenus qui ont entraîné la réouverture des audiences et la présentation de preuves et d'argumentations supplémentaires en 1985 et au début de 1986. Le premier de ces événements a été l'adoption, effective ou imminente, par certains raffineurs de ce qui apparaissait comme un type fondamentalement nouveau de prix de gros (appelés prix «rampe de chargement») qui auraient des répercussions sur certaines des questions les plus litigieuses relatives au secteur de la commercialisation. En deuxième lieu, Petro-Canada a acheté les actifs de

raffinage et de commercialisation de Gulf à l'ouest du Québec. Troisièmement, Ultramar a acheté les actifs de Gulf à l'est de l'Ontario ce qui, de concert avec certaines dimensions de l'achat antérieur par Petro-Canada semblait vouer à la fermeture la raffinerie de Gulf à Montréal et soulevait certaines questions au sujet de l'équilibre de l'offre et de la demande de produits pétroliers au Québec: le ministre de la Consommation et des Corporations a donc demandé à la Commission de tenir compte de ces événements dans son rapport. La Commission a reçu des preuves et des argumentations sur chacun de ces trois sujets importants et les examine dans le présent Rapport.

10. Un aperçu de ce qui suit

La partie B du présent Rapport porte sur les allégations du Directeur voulant que les Canadiens aient été surfacturés par les grandes sociétés pétrolières canadiennes de 1958 à 1973. La partie C porte sur le événements récents survenus dans l'industrie du pétrole et sur les questions actuelles de concurrence. La partie D présente les conclusions et les recommandations des membres de la Commission.

Certaines des questions étudiées dans ce Rapport font aussi l'objet, dans une certaine mesure, du projet de loi C-91 qui a été introduit au Parlement en décembre 1985 pour modifier la *Loi relative aux enquêtes sur les coalitions*. La Commission a tenté d'établir, lorsqu'il était convenable de le faire, un rapport entre les constatations de son enquête et les solutions proposées et les modifications législatives proposées dans le projet de loi C-91.

B

L'allégation du Directeur relative aux «surcoûts»

IV

Les allégations relatives au caractère excessif des coûts et des prix

1. Introduction

Une section du rapport du Directeur a attiré plus particulièrement l'attention des médias. Sous des manchettes où il était notamment question de «fraude» (expression qui n'a pas été utilisée par le Directeur), les allégations selon lesquelles certaines carences dans la performance de l'industrie pétrolière ont entraîné une hausse excessive des prix à la consommation se sont retrouvées en plein coeur de l'actualité. La publicité entourant ces allégations a été malencontreuse. Elles avaient trait à la période de 1958 à 1973 et n'avaient pratiquement rien à voir avec les grandes questions de l'heure étudiées par la Commission; en outre, elles ont largement contribué à détourner l'attention du public de ces questions. Par ailleurs, l'utilisation de chiffres exacts a créé une impression de précision scientifique qui n'était aucunement justifiée. Sans de telles estimations numériques, les médias et des personnalités politiques en vue n'auraient peut-être pas traité cette partie du rapport du Directeur comme une question d'actualité brûlante.

Deux grandes conclusions sous-tendent les estimations du Directeur en ce qui concerne la majoration excessive des prix à la consommation: premièrement, qu'il y a effectivement eu des coûts excessifs; et, deuxièmement, qu'ils ont été répercutés sur les consommateurs au moyen de hausses des prix. On peut soutenir que certains coûts excessifs ont une influence négative sur le bien-être général du public, qu'ils soient répercutés ou non; mais quoi qu'il en soit, selon le rapport du Directeur, les coûts ont effectivement été répercutés.

L'on ne sait pas exactement à quoi devait servir le calcul de la surfacturation. C'était la première fois que de tels calculs étaient présentés à la Commission dans le cadre d'une enquête menée en vertu de la Loi. On procède normalement à des calculs de surfacturation en vue de poursuites en triples dommages-intérêts aux États-Unis, lorsque les plaignants tentent

d'obtenir une indemnisation de la part des parties impliquées dans une conspiration de contrôle des prix ou d'une entreprise qui a prétendument violé les lois antitrust, causant ainsi un préjudice aux plaignants. Le motif habituel de telles poursuites, c'est que ceux qui ont enfreint les lois antitrust se sont enrichis aux dépens de leurs clients ou d'autres plaignants. Même si c'est le client le plus immédiatement touché qui intente la poursuite, les coûts excessifs présumés ont pu être assumés par une grande partie des consommateurs. C'est apparemment l'approche adoptée dans le Livre vert: «La situation monopolistique qui existait dans l'industrie pétrolière entre 1958 et 1973 a coûté cher aux consommateurs canadiens.»

Ce chapitre donne un aperçu de l'allégation relative aux «surcoûts» ainsi qu'un sommaire de l'étude et des constatations de la Commission. Un exposé, plus en détail, de chaque coût prétendument excessif est contenu aux chapitres V à VII.

2. Un sommaire des coûts excessifs présumés

Le Livre vert relevait quatre catégories de coûts excessifs présumés. Elles sont présentées ci-dessous par ordre d'importance. Le Directeur a estimé les coûts subis entre 1958 et 1973 en dollars de 1980.

1. Coûts excessifs attribuables à l'inefficacité du réseau de distribution de l'essence — 5,2 milliards de dollars.
2. Prix de cession interne artificiellement élevés pour le pétrole brut importé — 3,2 milliards de dollars.
3. Coûts excessifs du pétrole brut indigène en Ontario pendant la période au cours de laquelle la Politique pétrolière nationale (PPN) restreignait le recours au brut importé — 3,1 milliards de dollars.
4. Coûts supplémentaires attribuables à l'importation de produits pétroliers, en raison des prix élevés du pétrole brut indigène — 0,6 milliard de dollars.

3. Un sommaire de l'étude et des constatations de la Commission

Il est important de souligner que les coûts excessifs prétendument subis par les plus grandes sociétés pétrolières du Canada étaient attribuables à des causes très différentes. Le seul lien entre eux tient aux allégations selon lesquelles ils ont été répercutés sur les consommateurs au moyen de mesures de manipulation du marché de la part des sociétés pétrolières. On a assisté à un certain nombre de transferts à des particuliers et à des gouvernements, de

même qu'à une augmentation de l'utilisation des ressources réelles. La comparaison ou l'addition de ces coûts de diverses catégories ne saurait se faire facilement sans un dénominateur commun, à savoir qu'ils se sont tous traduits par des prix à la consommation plus élevés. Le Livre vert ne fait cependant pas d'analyse systématique qui permettrait de déterminer si les coûts élevés présumés ont effectivement été répercutés. Il ne présente que des suppositions à ce titre dans la partie qui traite des facturations présumées. Ces suppositions ne sont cependant pas conformes aux autres parties du Livre vert qui tentent de déterminer si les coûts excessifs présumés ont été effectivement répercutés. En ce qui concerne tant les prix excessifs présumés du brut canadien pendant la période d'application de la PPN que les prix plus élevés prétendument versés par les filiales aux sociétés mères pour le brut importé, la conclusion que l'on peut tirer de l'analyse du Livre vert, c'est que les coûts n'ont pas été entièrement répercutés.

En raison de ce manque d'uniformité et de l'absence d'analyse systématique de la répercussion des coûts excessifs présumés, le lecteur averti aurait dû comprendre que le calcul de la surfacturation dans le Livre vert était entaché de graves problèmes. Habituellement, un accroissement dans les coûts d'une entreprise ou d'un groupe d'entreprises sera répercuté seulement en partie, à moins qu'il ne soit attribuable à des forces inflationnistes générales qui se manifestent dans toute l'économie.

Un témoin expert a tenté de déterminer si l'ensemble des coûts excédentaires présumés avait été répercuté et dans quelle mesure il l'avait été. La Commission a jugé insuffisante la preuve relative à cette tentative (voir l'annexe D). Il a donc été nécessaire d'étudier séparément chaque composante de ces coûts excédentaires présumés et de déterminer si ces coûts ont été répercutés.

L'un des principaux problèmes qui concernent les allégations du Directeur, c'est qu'elles sont trop restreintes. Elles visent des secteurs de la performance qui ne sont pas unidimensionnels, mais qui sont traités comme tels. Ce n'est qu'en adoptant un champ d'analyse beaucoup trop étroit par rapport à la réalité que le Directeur a été en mesure de tirer de telles conclusions et de les accompagner d'estimations numériques. La conduite des sociétés pétrolières visées et les circonstances qui l'ont entourée sont généralement trop complexes pour être résumées par de simples calculs.

C'est notamment le cas des allégations relatives à des surfacturations en matière de commercialisation. Le Directeur a établi une estimation des coûts excessifs de commercialisation à partir d'études effectuées à l'époque par certaines *Majors* qui montraient que leurs propres coûts de gros et les coûts de détail de leurs points de vente franchisés étaient beaucoup plus élevés que

ceux des fournisseurs indépendants. C'est cet écart qui a été utilisé pour estimer les coûts excessifs. Un autre volet essentiel des allégations, c'est que les *Majors* ont eu recours à des mesures abusives pour limiter la croissance des indépendants, protégeant ainsi leurs propres réseaux, aux prix élevés.

Les *Majors* ont soutenu que leurs coûts plus élevés étaient attribuables aux différences entre les produits et services offerts dans leurs points de vente franchisés et ceux des indépendants. De l'avis de la Commission, il y avait effectivement suffisamment de différences dans la gamme des produits et services offerts pour que les coûts des indépendants ne puissent être utilisés comme base de calcul pour déterminer ce que les coûts «auraient dû» être, au sens où l'entend le Directeur dans ses allégations.

Les réseaux des *Majors* ont été créés principalement pour permettre aux sociétés d'adopter une formule particulière de commercialisation de l'essence — c'est-à-dire, vendre l'essence en offrant en parallèle des services d'entretien et de réparation des automobiles. L'un des résultats de cette approche et de la prolifération du nombre de points de vente par suite de la concurrence au chapitre du volume parmi les raffineurs, c'est que les points de vente ont été généralement exploités selon les principes du débit limité et de la marge bénéficiaire élevée. Un grand nombre des indépendants ont été en mesure de réduire davantage leurs coûts grâce à la spécialisation (en vendant uniquement de l'essence), en exploitant des sites à faibles coûts et en recourant à des installations minimales. Certains, comme Canadian Tire et quelques grandes surfaces, ont réussi à limiter leurs coûts grâce à des volumes très élevés. Il y avait également d'autres différences entre les *Majors* et les indépendants (que l'on examinera plus loin) qui expliquent les écarts dans les coûts de gros et les coûts de détail. Le principal facteur, cependant, c'est qu'il y a des différences dans la gamme des produits et services offerts et qu'il n'y a pas, chez les indépendants, de gamme «équivalente» à partir de laquelle les coûts de gros des *Majors* et les coûts de détail de leurs points de vente franchisés peuvent être mesurés.

Il y a évidemment, dans le domaine de la commercialisation, des questions importantes qui ont trait, par exemple, à la capacité de production excédentaire et à la vitesse de réaction aux nouvelles technologies et à l'évolution des goûts et des besoins des consommateurs. Une autre question consiste à déterminer si les *Majors* ont entravé de façon inacceptable la croissance du secteur indépendant. Même si ces questions supposent certaines répercussions sur les coûts, l'information disponible ne nous permet pas de déterminer si les coûts de commercialisation des *Majors* étaient trop élevés et si ces coûts élevés ont été répercutés sur le consommateur, et dans quelle mesure.

Sur le plan conceptuel, les coûts excessifs présumés attribuables aux importations de brut relèvent effectivement de l'analyse de la répercussion des coûts. Il existe cependant une difficulté du point de vue analytique lorsqu'il s'agit d'établir une norme numérique en fonction de laquelle les coûts devraient être mesurés, et une difficulté d'ordre pratique lorsqu'il s'agit d'obtenir les données permettant d'appliquer cette norme. Même s'il n'y a pas de norme numérique unique, les preuves tirées d'un certain nombre de sources viennent appuyer la conclusion selon laquelle un certain nombre de sociétés ont payé plus pour les importations en provenance de leur société mère qu'elles ne l'auraient fait si elles avaient acheté elles-mêmes le brut sur le marché. Les opinions des dirigeants d'un certain nombre de filiales voulant que leurs sociétés aient payé un prix trop élevé sont particulièrement convaincantes. Même si l'on peut généralement s'entendre sur le niveau des prix payés par les filiales canadiennes pour le brut importé par rapport aux prix de cession, la difficulté d'établir une norme numérique et le caractère limité de l'information disponible sur les prix comparatifs ne permettent pas de faire des calculs cumulatifs.

Le Volume II du Livre vert fait une analyse assez complète de la répercussion des coûts excessifs présumés du pétrole brut indigène. La tâche a été indéniablement plus facile dans ce secteur. On s'entend généralement sur la conclusion selon laquelle les coûts du pétrole brut pour les sociétés pétrolières de l'Ontario ont été plus élevés par suite de l'application de la Politique pétrolière nationale du gouvernement canadien. Ce qui *est* controversé, c'est l'ampleur de la majoration des coûts du brut.

Le Directeur a soutenu que les prix versés pour le brut canadien devraient être comparés au coût de l'importation du pétrole brut aux prix estimés du marché.

Les calculs du Directeur posent un problème, même si l'on admet que les estimations des prix du marché sont imparfaites. En l'absence de la Politique pétrolière nationale, les raffineurs de l'Ontario à l'ouest de la ligne de démarcation de la PPN n'auraient pas, en réalité, payé les prix du marché international. Ils auraient payé le prix qu'ils ont effectivement payé pour les importations vers le Québec, plus, évidemment, les frais additionnels de transport. Que ces prix réels aient été justifiés ou non, il ne faut pas penser que c'est la PPN qui a provoqué ou qui a permis ces écarts de prix, qui sont mesurés par rapport à une norme moins élevée. Les différences entre le prix réel du brut importé et le prix du marché auraient dû être comprises dans les calculs du Directeur en ce qui concerne la surfacturation du brut importé; lorsque l'on supprime ce facteur des calculs, la majoration du coût présumée au titre du brut canadien passe de 3,1 milliards de dollars à 1 milliard de dollars.

De l'avis de la Commission, c'est la politique d'État, et non la conduite des sociétés, qui est en cause lorsque l'on considère le reste des coûts estimés attribuables à la PPN, puisqu'il est difficile de voir de quelle façon les prix du brut canadien auraient pu suivre une courbe différente dans le cadre de la politique. Il n'entre pas dans le mandat de la Commission d'évaluer la PPN en tant que politique d'État. Cependant, toute évaluation d'ensemble de la politique devrait de toute évidence aller au-delà de la simple mesure du coût pour les consommateurs de l'Ontario. Les répercussions de la politique en Alberta par suite de la hausse des prix et des ventes de brut attribuable à une augmentation considérable des exportations vers les États-Unis et à des ventes accrues à l'Ontario, et la diminution de la capacité excédentaire de production du brut qui en est résultée, devraient être prises en considération, tout comme la faisabilité et les coûts et avantages d'autres mesures.

La dernière cause de la surfacturation, selon les allégations, a trait aux importations attribuables aux prix élevés des produits canadiens. Cette allégation est partiellement liée à l'allégation selon laquelle les prix versés aux sociétés mères pour le brut importé par un certain nombre des principaux raffineurs canadiens étaient trop élevés. Le Directeur a soutenu que, dans la mesure où les coûts du brut ont été répercutés, cela a encouragé l'achat de produits, dont le coût reflétait des coûts du brut moindres. Le fait de ne pas répercuter complètement les coûts du brut est également considéré comme l'une des causes de l'augmentation des importations de produits, parce qu'il a entraîné une diminution des profits et, partant, une baisse des investissements dans l'industrie canadienne du raffinage. Ce sont là des conséquences logiques des prix élevés du brut importé versés par un certain nombre de filiales, et certaines preuves montrent que ces deux facteurs ont joué. Cependant, il y a généralement un certain nombre de raisons qui peuvent expliquer l'augmentation des importations de produits et il est difficile de voir sur quels motifs le Directeur s'est fondé pour supposer que les prix élevés du pétrole canadien étaient les seuls facteurs qui comptaient.

En résumé, les allégations du Directeur selon lesquelles les consommateurs canadiens auraient payé un surcoût de 12,1 milliards de dollars (dollars de 1980) reposent sur une série d'hypothèses qui ne résistent pas à une analyse poussée. Cela ne signifie pas que tous les cas visés par ces estimations ne sont pas importants aux fins de notre enquête. Certains le sont évidemment. De l'avis de la Commission cependant, il serait préférable d'aborder ces questions selon une perspective plus vaste que celle du Directeur lorsqu'il a fait ces estimations, perspective qui tiendrait compte des difficultés conceptuelles et pratiques qui surgissent lorsqu'il s'agit de porter des jugements.

Les commissaires ont rédigé des opinions distinctes au sujet des allégations présentées dans le Livre vert portant sur les coûts exagérément élevés répercutés sur les consommateurs canadiens par les grandes sociétés pétrolières de 1958 à 1973; dans certains cas cependant, la divergence d'opinion est minime et relève davantage de l'interprétation.

4. Le point de vue du Président

Les allégations du Livre vert voulant que les grandes sociétés pétrolières aient, de propos délibéré, assujetti les consommateurs canadiens à des prix exagérément élevés, s'adonnant ainsi à ce que les journalistes de l'époque ont assez imprudemment qualifié de «vol organisé», doivent être étudiées sous deux angles distincts — dont aucun ne saurait étonner les parties qui ont participé aux audiences. Il faut d'abord déterminer si le Directeur a prouvé ces allégations à la satisfaction de la Commission. Il convient ensuite de se demander si les preuves utilisées à l'époque s'appliquent toujours au marché et à l'intérêt public.

En réponse à la première de ces questions, j'estime que le Directeur n'a pas réussi à fonder les allégations du Livre vert. La question des «surcoûts» mise à part, le Directeur n'a apporté aucune preuve au cours des audiences qui aurait pu corroborer la prétendue répercussion sur les consommateurs de ces coûts exagérément élevés. Quant à établir l'existence même de ces surcoûts, il nous a fallu examiner chacun des domaines où le Directeur prétendait les avoir identifiés.

La première allégation voulait que les filiales canadiennes des grandes sociétés pétrolières aient payé beaucoup trop cher le brut importé. Cette question comporte une dimension fiscale sur laquelle Revenu Canada s'est penché avec plus ou moins de bonheur. Les efforts d'optimisation des profits déployés par les sociétés mères américaines constituaient des réactions légitimes tant qu'ils ne contrevenaient pas aux lois canadiennes en matière fiscale et autres. Revenu Canada a tâché, et tâche toujours, de suivre l'évolution des prix de cession interne pratiqués par ces sociétés afin de protéger les intérêts du fisc canadien. Toutefois, les insuffisances de ce Ministère en matière d'effectifs et de savoir-faire ont pu jouer en faveur des *Majors*. Bien que cette question ne touche qu'indirectement le domaine de la concurrence, nous en faisons mention dans nos conclusions et recommandations dans la mesure où elle revêt toujours un caractère d'actualité pour les raisons énoncées au chapitre IX.

On pourrait analyser l'autre aspect qui touche à l'intérêt public en déterminant s'il était possible d'obtenir sur le marché mondial du brut à des

prix plus favorables que ceux pratiqués à l'intérieur du circuit de distribution des grandes sociétés pétrolières et de leurs filiales. L'analyse présentée au chapitre VII laisse entendre qu'il a peut-être été possible d'obtenir du brut moins cher en quantités limitées. Cela ne veut toutefois rien dire, à mon avis, puisque les filiales canadiennes opérant dans cette industrie n'avaient ni les ressources ni l'autonomie de leurs sociétés mères, pour mettre à profit de telles occasions. Leur doctrine commerciale les obligeait à transiger, ce qui les incitait à acheter leur brut de leurs sociétés mères et à utiliser leurs moyens de transport.

Je ne veux tout de même pas laisser entendre par là que les p.d.g. des filiales canadiennes, ou peut-être leur conseil d'administration, n'ont pas agi dans l'intérêt des filiales ou des actionnaires minoritaires. Comme je l'ai indiqué au paragraphe précédent, certains témoins ont déclaré que la sécurité des approvisionnements et la possibilité d'utiliser le réseau de transport des sociétés affiliées pesaient plus lourd dans la balance qu'un achat éventuel de brut moins cher. En dernière analyse cependant, et malgré certaines tentatives intermittentes de magasiner, elles ne semblent avoir joui ni de la marge de manoeuvre nécessaire pour poursuivre un tel objectif ni d'un ensemble bien défini de solutions de rechange.

Exception faite des efforts de Revenu Canada et d'un relevé plutôt superficiel effectué par l'Office national de l'énergie en 1972, le gouvernement canadien ne semble pas avoir tenté de modifier ces pratiques. Cela tient peut-être au fait que, de 1958 à 1973, les consommateurs n'ont pas exercé beaucoup de pressions, en raison du prix relativement peu élevé de l'essence et du mazout. Quoiqu'il en soit, il est faux de prétendre que les *Majors* se soient rendues «coupables» de surfacturer les consommateurs dans le cadre de leur politique d'établissement des prix du brut. Toutefois, comme nous venons de le voir, les sociétés mères exerçaient une forte emprise sur leurs filiales canadiennes qui obligeait celles-ci à s'approvisionner normalement auprès des sociétés associées. Il est utile de nous demander quelle leçon notre pays peut tirer de tout cela maintenant que la déréglementation est à l'honneur et que le marché regorge de brut, du moins temporairement. Il est clair que les avantages de la libéralisation des échanges et de la mondialisation des prix peuvent être sapés par le contrôle que les sociétés mères exercent sur leurs filiales dans le secteur pétrolier ou, à vrai dire, dans toute autre branche d'activité économique au Canada sensible aux répercussions d'une libéralisation des échanges avec les États-Unis, qui défraie tellement la chronique aujourd'hui. Il est, certes, essentiel pour l'industrie pétrolière canadienne et pour les marchés canadiens qu'aucun obstacle au libre échange de brut ou de produit ou aux prix pratiqués sur le marché pour ces marchandises ne soit créé par les décisions de la société mère.

Les allégations de coûts exagérément élevés qu'a formulées le Directeur évoquent, en second lieu, la possibilité que les *Majors* aient manipulé la Politique pétrolière nationale (PPN) au cours des années 1960 et au début des années 1970, et que les consommateurs aient par conséquent été surfacturés dans certaines régions du pays. A mon avis, les opinions exprimées dans le Livre vert sont le fruit de conclusions économiques à caractère théorique qui ne tiennent pas compte des grandes questions de politique générale. La Politique pétrolière prévoyait nettement des prix du brut plus élevés dans les régions du Canada qui devaient substituer le brut importé au brut canadien. J'adhère, dans l'ensemble, à l'analyse de la PPN présentée au chapitre VI, mais j'estime que le Directeur avait tout à fait tort de tenter de rendre les grandes sociétés pétrolières responsables des coûts et des prix plus élevés qui auraient pu avoir cours en Ontario, à l'ouest de la ligne de démarcation de la PPN. De surcroît, l'argumentation du Directeur relative à la PPN, aussi imparfaite soit-elle à mon avis, ne correspond nullement à la situation actuelle. A la différence du Programme énergétique national des années 1980, la Politique pétrolière nationale a reçu l'appui des deux partis qui se sont succédés au pouvoir au cours des années 1960 et au début des années 1970; comme toute autre politique nationale, ses coûts et ses avantages ont varié selon les régions du Canada.

Enfin, les allégations de coûts exagérément élevés ont porté sur la distribution de l'essence. Pour les raisons énoncées au chapitre V, le bien-fondé de ces allégations n'a pas non plus été établi.

L'apport le plus important que la Commission puisse faire consiste dans son *évaluation de l'état de la concurrence sur le marché canadien aujourd'hui et ses recommandations à ce sujet*. C'est ce qui a été fait et nos conclusions et recommandations communes ont été formulées en conséquence. Toutefois, compte tenu de la gravité des allégations du Livre vert au sujet des coûts exagérément élevés et de la réaction des médias à l'époque, il m'a semblé primordial de tirer les choses au clair en me fondant sur mon évaluation des preuves et des argumentations présentées à la Commission, au cours des nombreuses audiences consacrées à cette question en raison des allégations présentées par le Directeur dans son Livre vert.

Le Directeur s'est mépris en prétendant que les consommateurs canadiens ont payé des prix exagérément élevés de 1958 à 1973 par suite du comportement des grandes sociétés pétrolières. Aucune preuve déposée devant la Commission n'indique que les sociétés pétrolières canadiennes aient surfacturé les consommateurs de 12 milliards de dollars ou, qui plus est, que quelque surcoût mesurable que ce soit ait été répercuté à un degré significatif sur les consommateurs entre 1958 et 1973. Le Directeur aurait été bien mieux avisé de s'attacher plutôt à l'examen des pratiques actuellement en

cours dans l'industrie, d'autant plus que cela aurait permis d'abréger considérablement l'enquête.

5. Le point de vue de M. Roseman

J'en suis venu aux conclusions suivantes au sujet des allégations du Livre vert voulant que les sociétés aient encouru des coûts exagérément élevés qui ont été répercutés sur les consommateurs:

(a) Au sujet de l'importation du brut:

i) Il y a eu surcoût.

ii) Il est impossible de calculer de manière responsable l'ampleur de ces surcoûts. Cependant, le Livre vert les a exagérés.

iii) Il n'y a aucune preuve directe de l'existence d'une répercussion de coûts. Dans la mesure où il y aurait peut-être eu répercussion, celle-ci aurait probablement existé pour les consommateurs sous la forme d'une augmentation des prix de l'essence et par suite d'un mauvais fonctionnement des marchés canadiens.

(b) Au sujet de la PPN:

i) Il n'y a pas eu de surcoût attribuable au comportement des sociétés pétrolières.

ii) Quoiqu'il en soit, les surcoûts calculés dans le Livre vert étaient considérablement exagérés.

iii) La plupart des surcoûts occasionnés par les restrictions gouvernementales imposées par la PPN ont été répercutés sur les consommateurs de l'Ontario à l'ouest de la ligne de démarcation de la PPN.

(c) Au sujet des prétendues insuffisances en matière de commercialisation:

Les difficultés conceptuelles occasionnées par une tentative de calculer, et même d'identifier, tout surcoût ou répercussion dans ce domaine sont d'une telle ampleur qu'une analyse effectuée en fonction de la surfacturation n'est ni utile ni éclairante. Il s'agit de toute façon d'un cadre très étroit et très statique, d'autant plus que la question essentielle porte sur la vitesse et la nature de l'adaptation de l'industrie sur divers

marchés et sur une longue période. Les questions sous-jacentes appellent une analyse plus complexe et plus réfléchie.

(d) Au sujet des produits importés:

i) Il y a eu surcoût dans la mesure où l'on a importé des produits en raison du prix inutilement élevé du brut importé. Ces raisons ont probablement été à la source de certaines importations, mais on ignore l'ampleur du phénomène.

ii) Par conséquent, il est impossible de calculer de manière responsable l'ampleur des surcoûts; il ne fait cependant aucun doute que le Livre vert les a exagérés.

iii) Dans la mesure où ils ont existé, les surcoûts ont été répercutés avant tout sur les consommateurs à l'est de la ligne de démarcation de la PPN.

V

L'allégation de coûts excédentaires dans la distribution de l'essence

1. Introduction

Dans la commercialisation plus encore que dans d'autres domaines, l'allégation de coûts excédentaires a pour fondement des éléments d'une grande complexité. Au nombre de ceux-ci s'inscrivent l'organisation de la commercialisation de l'essence à l'époque considérée, les différences entre les produits offerts par les raffineurs-fournisseurs et les indépendants, et les allégations sur le comportement des *Majors* à l'endroit des indépendants. L'interprétation qu'en donne le Livre vert est contenue dans le volume VI, le plus long des volumes.

La discussion des différences de coûts entre les *Majors* et les indépendants exigeait que fût connue la structure du système de distribution de l'essence au détail et les forces qui la régissaient. Au Canada, n'avaient accès au secteur du raffinage que les sociétés propriétaires ou locataires d'un point de vente d'essence au détail. Les raffineurs possédaient un grand nombre de points de vente, particulièrement dans les grandes agglomérations urbaines, et se faisaient concurrence pour obtenir ceux que détenaient leurs concurrents. Par des offres de matériel et de fonds, ils incitaient les détaillants ou les aspirants détaillants d'essence à s'affilier à leurs sociétés respectives. Cette interaction a provoqué la création d'une série de grands réseaux de stations-service. Au Québec et, dans une moindre mesure, en Ontario, la concurrence pour l'obtention de points de vente a été intensifiée par l'arrivée sur le marché des firmes BP, Fina, Murphy (Spur) et Ultramar, qui pouvaient puiser dans leurs propres réserves abondantes de brut importé ou obtenir du brut à bon marché.

Cette augmentation du nombre des points de vente a coïncidé avec une période de croissance très rapide de la demande.

Les stations-service des *Majors* ont été en grande partie construites sur le modèle des postes d'essence disposant de services de réparation et d'entretien des voitures, et de remplacement des pièces. C'est le franchisé qui fixait le prix de vente au détail, tandis que la grande société pétrolière établissait celui du gros. Ce prix de gros livré correspondait au prix de l'essence au camion-citerne.

Ce système de commercialisation a été mis à l'épreuve de diverses façons. Un climat de concurrence s'est créé non seulement sur le marché de l'essence avec l'arrivée d'indépendants aux formules nouvelles (p. ex., Canadian Tire et Sears) mais aussi sur celui des services de réparation des voitures et des pièces. En plus, d'autres forces agissaient également à la fois sur l'offre et la demande de services de réparation et d'entretien des voitures: le besoin de personnes de plus en plus spécialisées pour effectuer les réparations de voitures dont la mécanique devenait de plus en plus complexe, la diminution de la fréquence des vidanges d'huile et des graissages, opérations nécessaires qui constituaient des sources importantes de revenus pour les garages, et la plus grande solidité de l'équipement d'origine des voitures, de pneus par exemple. Le développement de chaînes de centres spécialisés de réparation de voitures qui offraient des silencieux, transmissions et freins est venu affaiblir davantage la position concurrentielle des garages locaux.

Même si le changement d'habitudes chez les consommateurs qui avaient, jusqu'alors, confié leurs réparations de voitures aux installations traditionnelles combinant postes d'essence et garages a été graduel, les événements des années 1960 décrits plus haut ont réduit le nombre de points de vente dont les services d'entretien et de réparation assuraient la survie. Cette tendance se continue à l'heure actuelle.

Ce défi des fournisseurs indépendants a été lancé au moment même où les changements de la demande de services de réparation et d'entretien commencaient à se faire sentir. La position concurrentielle des indépendants reposait sur la prémisse que bon nombre de consommateurs préféraient acheter leur essence et faire faire les réparations et l'entretien de leur voiture dans des endroits distincts. Alors que certains indépendants continuaient d'exploiter des points de vente de caractère traditionnel, d'autres, parmi les plus grands et les plus prospères, donnaient au commerce de l'essence un aspect différent. Le cadre dans lequel ces indépendants offraient leurs services — et ces services eux-mêmes — n'évoquait pas l'image «haut de gamme» que les *Majors* s'efforçaient de donner à leurs points de vente. Bien des fournisseurs indépendants établissaient leur débit, à l'aspect bien modeste, à des endroits peu en vue. Il y en avait d'autres, particulièrement les plus gros, qui continuaient, au contraire, à mettre l'accent sur l'image de la marque et sur le service.

Il faudrait cependant préciser que la concurrence s'effectuait surtout au niveau des prix. Comme il a déjà été mentionné, les *Majors* fixaient les prix de gros, et les détaillants, leurs propres prix de vente au détail. Les *Majors* ne gagnaient guère à réduire leurs prix de gros dans l'espoir de s'approprier une plus grande part du marché, car vu le nombre assez restreint de concurrents, une telle réduction aurait été appliquée par les autres distributeurs. Les entreprises ont donc commencé à avoir recours à la promotion des ventes, à l'échelle régionale ou du réseau, appuyée par la publicité (p. ex., en tenant des concours ou en offrant de la vaisselle). Différents des *Majors*, les fournisseurs indépendants fixaient aussi leurs prix de façon différente. Ce qu'ils offraient aux consommateurs était également différent (point discuté plus tard) et cela se traduisait par une baisse de coûts. Leur part de marché était petite et, dans une certaine mesure, ils auraient pu avoir des prix inférieurs à ceux qui étaient pratiqués dans les points de vente des *Majors* sans faire réagir celles-ci. Ces fournisseurs indépendants fixaient eux-mêmes leurs prix dans tous leurs points de vente, ce qui les avantageait considérablement par rapport aux *Majors* qui, en général, n'avaient aucune influence sur la fixation du prix à la pompe de leurs franchisés.

Hormis quelques rares exceptions comme Murphy/Spur, qui s'apparentait aux *Majors* (grands en ce qu'elle avait conclu un accord de transformation et importait son brut), les fournisseurs indépendants fixaient leurs prix en deçà de ceux des *Majors*, certains seulement de 0,01 $ ou 0,02 $ et d'autres de 0,10 $ et même 0,14 $ de moins le gallon (0,022 $ à 0,031 $ le litre). Cette dernière différence était égale ou supérieure à toute la marge bénéficiaire des détaillants des *Majors* (c'est-à-dire l'écart entre le prix de vente au détail et le prix de l'essence en gros ou prix au camion-citerne). La proportion dans laquelle les fournisseurs indépendants pouvaient offrir des prix inférieurs à ceux des détaillants des *Majors* était fonction de la réaction de ces détaillants eux-mêmes ou des grandes sociétés. Il en résultait souvent des guerres de prix qui se prolongeaient parce que les *Majors* réduisaient leurs prix de détail à des niveaux égaux ou comparables à ceux des fournisseurs indépendants. Des situations semblables, quoique moins spectaculaires, ont ébranlé d'autres secteurs de la vente au détail, où les détaillants à rabais appliquaient de nouvelles formules fondées sur les quantités élevées, de même que sur la réduction des coûts et des marges bénéficiaires.

Il est clair, d'après les éléments de preuve présentés, que sans une modification de leur politique de fixation des prix, les *Majors* auraient vu le nombre de leurs points de vente au détail diminuer considérablement au profit des indépendants, qui se seraient taillé une place beaucoup plus importante sur le marché. Si les *Majors* n'avaient apporté aucune aide à leurs détaillants, ceux-ci auraient été incapables de soutenir la pression de la concurrence : compte tenu des faibles marges bénéficiaires nécessaires pour

leur permettre d'offrir des prix égaux ou comparables à ceux des indépendants, ils n'auraient pas obtenu des gains suffisants pour survivre. Il aurait fallu que les sociétés réduisent considérablement le nombre de leurs points de vente au détail afin de permettre aux autres points de vente d'augmenter leur volume de ventes moyen et, par conséquent, de diminuer leurs coûts de ventes unitaires.

Aux termes des ententes courantes sur les prix, les *Majors* ne pouvaient aider leurs détaillants et protéger leur part du marché qu'en réduisant les prix au camion-citerne. Aux dires de certaines sociétés pétrolières, cette forme d'aide aurait été coûteuse pour les *Majors* parce que la zone où était appliqué le prix au camion-citerne était en général plus étendue que celle où régnait la concurrence avec les indépendants. Par exemple, le prix au camion-citerne pouvait être appliqué dans toute la région métropolitaine de Vancouver ou de Winnipeg, et la concurrence se limiter à un ou plusieurs districts. Une des méthodes adoptées par les *Majors* pour aider les détaillants dans le besoin consistait à faire payer à ceux-ci un prix aligné sur le prix de vente au détail le plus répandu dans cette région donnée. On a aussi offert aux détaillants la possibilité de vendre en consignation. Selon cette formule, l'essence vendue à la station appartenait au raffineur, dont le détaillant devenait (temporairement) l'agent. Recourir à cette formule pour aider les détaillants présentait un avantage certain pour les raffineurs sur le plan stratégique, car, à titre de propriétaire de l'essence, ils pouvaient fixer le prix au détail sans enfreindre les lois visant le maintien des prix. Ils pouvaient ainsi faire savoir directement aux indépendants quel écart, entre les prix offerts par ceux-ci et ceux des détaillants de leur réseau, leur était acceptable, pour peu qu'un tel écart ait été toléré. La concurrence ne se pratiquait donc plus entre les indépendants et les détaillants du réseau des raffineurs, mais entre les indépendants et les grandes sociétés pétrolières.

La comparaison des coûts de distribution des *Majors* et des détaillants indépendants occupe une place importante dans le contexte d'une enquête menée en vertu de l'article 47, à cause des allégations de mauvaise conduite portées par le Directeur contre les *Majors* ayant un réseau d'envergure nationale. Selon ces allégations, ces *Majors* aidaient leurs détaillants grâce à des programmes de soutien des marges, à des produits de deuxième marque et, après 1970, à leur politique d'approvisionnement pour s'adonner à des pratiques abusives envers les indépendants. Dans le cadre des programmes de soutien des marges, les *Majors* ne faisaient plus payer à leurs détaillants le prix au camion-citerne courant ou de gros pour que ceux-ci soient en mesure de faire face à la concurrence locale. En utilisant des marques autres que leurs grandes marques, les *Majors* pouvaient offrir des produits et services semblables à ceux de certains indépendants (des postes d'essence offrant le service complet) par l'intermédiaire de points de vente sans nuire à la

réputation de leurs marques principales. En plus, le Directeur a allégué que tout en approvisionnant les indépendants, certaines *Majors* essayaient d'augmenter le prix de gros payé par ceux-ci, en fonction de leur prix de vente au détail, de façon à resserrer leur marge de profit. Aux dires du Directeur, ces activités eurent pour effet de restreindre l'implantation et la croissance des indépendants sur le marché. En évaluant l'écart entre les frais de distribution des fournisseurs indépendants et ceux des *Majors*, on s'efforçait donc de déterminer le coût social de cette mauvaise conduite présumée. Cette évaluation laisse supposer, n'eussent été les obstacles opposés par les *Majors* à l'implantation et à la croissance des indépendants sur le marché, que le secteur d'activité aurait été différent et que la pression de la concurrence aurait éliminé les inefficacités présumées du réseau de distribution. L'allégation de coûts excédentaires est, dans un sens, à l'origine d'un ensemble d'autres allégations interreliées.

Un certain nombre de questions se posent à la lecture des allégations du Directeur contenues dans le volume VI du Livre vert. Les pratiques des *Majors* dans le domaine de la commercialisation de l'essence ne laissent planer aucun doute: elles ont appliqué et appliquent encore des programmes de support en vue d'aider leurs détaillants; elles ont exploité et exploitent encore des points de vente, placés sous leur contrôle, par l'entremise desquels elles ont vendu et vendent toujours des produits raffinés de marques différentes de leurs grandes marques. D'autres questions demeurent cependant sans réponse: quelles furent et quelles sont les causes et les effets de telles pratiques? Elles ont été introduites principalement, sinon exclusivement, pour contrer la pénétration des fournisseurs indépendants sur le marché. Dans la mesure où elles ont donné les résultats escomptés, elles ont limité la croissance des indépendants. Jusqu'à quel point dans une telle situation, le marché fonctionnait-il comme il se devait et dans quelle mesure ces pratiques des *Majors* nuisaient-elles, le cas échéant, à l'intérêt public?

Au cours des audiences tenues par la Commission, le Directeur n'a pas produit d'éléments de preuve supplémentaires sur la période visée par le Livre vert, mais les sociétés pétrolières en ont présentés et, dans leurs exposés et les études leur servant de fondement, elles ont qualifié de fausse l'interprétation des faits donnée par le Directeur. Selon ces exposés, l'industrie pétrolière a réagi à l'évolution des besoins des consommateurs de façon responsable et opportune: l'évolution de la demande a été graduelle, comme d'ailleurs celle des réseaux, et ne s'est pas opérée du jour au lendemain. Étant donné les capitaux déjà investis dans les stations-service il était, au besoin, raisonnable et tout à fait légitime pour les *Majors* de fixer leurs prix à des niveaux qui ne couvraient pas les coûts totaux moyens. Les grandes sociétés ont surtout affirmé qu'elles ne pouvaient pas s'adonner à des pratiques abusives, car, comme le Directeur en a lui-même témoigné, leurs coûts étaient supérieurs à

ceux des indépendants, et rien ne s'opposant à la pénétration sur le marché, à quoi leur aurait-il servi d'essayer d'éliminer des concurrents qui pouvaient rapidement être remplacés par d'autres?

Cependant, comme en fait état le chapitre XIV, des transformations appréciables se sont opérées dans le secteur de la commercialisation de l'essence depuis 1973. Le contexte dans lequel les pratiques marchandes des *Majors* doivent être examinées est tout à fait différent de celui de la période visée par le Livre vert (1958-1973). Il importe de bien tenir compte de cette différence, non seulement dans l'évaluation des effets que pouvaient entraîner certaines pratiques, mais aussi dans la formulation des remèdes à y apporter. Par conséquent, les conclusions et recommandations de la Commission en ce qui concerne le commerce de l'essence ne seront pas exposées tant que les éléments de preuve associés à une période plus récente que celle prise en considération par le Livre vert n'auront pas été examinés.

Les documents passés sont des sources valables de renseignements lorsqu'il s'agit d'étudier les questions actuelles qui s'appliquent toujours, en grande partie, aux rapports qui lient les grandes sociétés pétrolières et les indépendants en tant que fournisseurs et concurrents. Bien que l'on puisse affirmer que les arguments du Directeur, en ce qui concerne les allégations se rapportant à la période visée par le Livre vert, n'ont pas été prouvés, cela ne signifie pas que les questions qui y sont soulevées puissent être rejetées. Pour examiner les questions de principe lui ayant été présentées, la Commission a décidé de tenir compte de la situation actuelle et des témoignages qu'elle a entendus. L'allégation du Directeur relative aux coûts excédentaires fait cependant l'objet d'une discussion dans le présent chapitre.

2. L'allégation relative au coût élevé de la distribution de l'essence

Pour alléguer qu'il existait une majoration artificielle des frais de distribution de l'essence, le Directeur s'est appuyé sur des documents internes des sociétés pétrolières dans lesquels celles-ci comparaient leurs propres coûts à ceux de plusieurs types de distributeurs indépendants. Selon ces études, réalisées entre 1964 et le début des années 1970, les indépendants offrant un large éventail de services et de formules pouvaient vendre l'essence moins cher et obtenir des taux de rendement très avantageux par rapport à ceux des grandes sociétés, grâce à des coûts unitaires beaucoup plus modestes. Bon nombre de ces études alertaient les *Majors* au besoin de modifier leurs méthodes de commercialisation s'ils voulaient empêcher les indépendants d'accroître considérablement leur part du marché. D'après la Cie Pétrolière Impériale, les points de vente des indépendants et ceux des grandes sociétés commercialisant des produits de deuxième marque accaparaient déjà, en

1970, 14,6 p. 100 des ventes d'essence effectuées dans les stations-service ontariennes. Ce chiffre se compare à 6,6 p. 100 en 1960 et à 9,2 p. 100 en 1965. Il va sans dire que les débouchés nouveau genre des indépendants, et leurs prix généralement plus avantageux que ceux proposés dans les points de vente du réseau des raffineurs, attiraient un nombre grandissant de clients.

Parmi les écarts de prix dont les *Majors* ont dressé la liste, le Directeur a retenu celui de 0,06 $ le gallon (0,0132 $ le litre) comme valeur représentative de la différence entre les coûts des grandes sociétés et ceux des indépendants dont les stations-service présentaient des caractéristiques assez semblables à celles des points de vente des grandes sociétés elles-mêmes. Pour traduire cette différence des coûts par gallon en «surcoûts» annuels, le Directeur a multiplié 0,06 $ le gallon par la moitié du montant estimatif du chiffre d'affaires annuel des stations-service. Cette dernière donnée a été calculée en fonction des hypothèses suivantes: les indépendants détenaient 20 p. 100 du marché de détail et exploitaient leurs commerces à des coûts peu élevés, donc de façon «efficace» (selon le Directeur); 30 p. 100 du total des ventes d'essence au détail provenaient de points de vente du réseau des raffineurs implantés dans des régions rurales à faible densité démographique, facteur qui pouvait expliquer l'existence de points de vente ayant des coûts élevés et un faible volume de ventes.

Les hypothèses, quantitatives et autres, avancées par le Directeur ont fait l'objet d'un certain nombre de critiques. Comme le révèle le Livre vert, la quantité d'essence présumément vendue par l'entremise des postes d'essence est exagérée puisqu'elle inclut les ventes d'essence réalisées par d'autres circuits de distribution (ceux du secteur agricole, p. ex.), et il en découle une surestimation du surcoût. On constate aussi une erreur dans le sens opposé, puisque le Directeur attribue aux indépendants une part trop importante du marché.

C'est en examinant les autres hypothèses du Directeur que l'on arrive au coeur de sa démarche, à savoir que la différence dans le coût de 0,06 $ le gallon se fonde sur une comparaison avec des indépendants dont les stations-service offraient des services plus ou moins semblables à ceux offerts par les *Majors* elles-mêmes. Il s'agit là d'un élément critique sans lequel le Directeur ne dispose d'aucun moyen facile d'évaluer les coûts supportés par les points de vente des grandes sociétés. Alors que beaucoup d'indépendants bénéficiaient d'avantages de plus de 0,06 $ le gallon sur le plan des coûts, il est évident que les services qu'ils proposaient se distinguaient de ceux offerts par les *Majors*; aussi, une comparaison des coûts n'est-elle pas utile en ce cas pour évaluer l'efficacité des activités des grandes sociétés pétrolières.

Dans leurs exposés, les *Majors* font essentiellement porter leurs critiques sur le fait que les indépendants n'offraient pas des services comparables aux

leurs. Les stations-service typiques des *Majors* étaient dotées de deux ou trois postes de réparation. Le Directeur affirme avoir fondé son estimation sur un certain nombre d'indépendants offrant des services de ce genre; la preuve révèle toutefois d'importantes différences qui tiennent à l'emplacement et à l'aspect physique des stations-service. En établissant ces comparaisons de coûts, le Directeur a pris pour modèles des grandes surfaces comme Canadian Tire, Sears ou Woodward's. Pourtant, ces commerces étaient difficilement imitables en raison de la fidélité extraordinaire de leur clientèle et de leurs emplacements très avantageux. En tant qu'établissements à très fort débit, ils pouvaient assurer des services rapides et peu coûteux. Les rabais qu'ils offraient sur les prix des *Majors* étaient relativement petits en comparaison avec la plupart des autres indépendants, mais, étant avantagés sur le plan des coûts (d'après des calculs d'Impériale portant sur Canadian Tire), ils pouvaient bénéficier de taux de rendement élevés. Des entreprises comme Caloil (présente principalement au Québec et, jusqu'à un certain point, en Ontario) et Arrow (firme ontarienne) disposaient de réseaux de points de vente — dont certains appartenaient aux sociétés et d'autres aux exploitants — qui étaient dotés de postes de réparation. Dans les sources consultées par le Directeur, les analystes d'Impériale décrivaient ces points de vente comme étant moins bien situés et entretenus que ceux des *Majors*. Ces différences font planer un doute sur la justesse de la méthode employée par le Directeur pour mesurer l'efficacité des stations-service des grandes sociétés pétrolières, méthode qui consiste à choisir des établissements appartenant aux indépendants et offrant des services plus ou moins semblables.

Bien que la méthode du Directeur ne permette pas de calculer l'ampleur des surcoûts, un examen des écarts entre les coûts des *Majors* et ceux des indépendants est utile pour mieux comprendre sa démarche. En particulier, la preuve ne justifie que partiellement l'importance que le Directeur accorde au degré d'utilisation de la capacité comme source des écarts de coûts. Toutefois, il n'est pas surprenant que le Directeur privilégie ce facteur, à l'instar de plusieurs commissions royales provinciales sur la commercialisation du pétrole, puisqu'il constitue parfois un élément moteur de la concurrence à court terme entre points de vente et qu'il a été au centre des efforts soutenus des grandes sociétés en vue de rationaliser leurs réseaux.

3. Les différences des coûts de gros

L'allégation du Livre vert concernant les différences de coûts portait sur les coûts de détail et de gros. Il n'est pas toujours possible de placer les commerces de gros et de détail dans des catégories aux limites précises et immuables. En effet, la commercialisation de l'essence présente des difficultés particulières puisque le grossiste supporte parfois les coûts de

certaines activités qui sembleraient plutôt relever du secteur de détail. Dans de tels cas, le grossiste espère, bien sûr, rentrer dans ses frais grâce à ses prix de gros.

Les coûts les plus évidents du commerce de gros sont les frais liés au transport de l'essence d'un terminal de stockage, situé dans l'enceinte d'une raffinerie ou d'une autre usine, au point de vente au détail. Seules quelques grosses sociétés indépendantes se livrant à l'importation de produits finis exploitaient des terminaux.

Les grandes surfaces qui s'étaient lancées dans la vente au détail de l'essence (Canadian Tire, Sears et Woodward's) achetaient leur essence au prix livré. Les indépendants qui, eux-mêmes ou par l'entremise de détaillants franchisés, exploitaient un grand nombre de points de vente, ou ceux qui vendaient du mazout, étaient en général propriétaires de leurs propres véhicules de livraison.

Dans les années 1960, de nombreux indépendants n'acceptaient pas les cartes de crédit. Chez les *Majors*, ce sont les raffineurs qui supportaient les frais de crédit et de comptabilité associés à ces cartes. Dans d'autres branches d'activité économique, ces frais, qui touchent au commerce de détail, sont habituellement supportés par les détaillants. Cependant, les charges que les *Majors* devaient supporter en tant que grossistes étaient surtout d'ordre comptable et promotionnel.

Il est extrêmement difficile de distinguer les coûts qui sont à la charge du grossiste de ceux que supporte le détaillant lorsqu'on aborde la question de l'investissement dans les points de vente. Les coûts qu'une grande société supporte, lorsque le loyer[1] qu'elle retire de l'une de ses stations-service ne lui permet pas de récupérer totalement ses dépenses, ou ceux que suscite l'aide qu'elle accorde à un propriétaire-exploitant, afin qu'il puisse acheter des pompes ou des réservoirs, doivent être récupérés complètement ou partielle-

1. Quoique cette question revienne à plusieurs reprises dans la preuve documentaire présentée, le critère utilisé par les sociétés pétrolières pour estimer la récupération des coûts n'est pas clair. Tant que le bien est envisagé comme un poste d'essence appartenant à une société pétrolière donnée, le coût à prendre en considération devrait être la valeur du bien lorsqu'il est exploité de la façon la plus efficace, soit par un locataire exploitant, soit par une société exploitante. On pourrait également appliquer le critère de la plus grande valeur estimée du bien s'il était éventuellement affecté à d'autres fins, c'est-à-dire sa valeur marchande. Si c'est le premier critère qui l'emporte, il devient assez difficile de comprendre pourquoi la société refuserait d'apporter à son bien les améliorations qui en maximiseraient la valeur. Par contre lorsque l'incapacité pour la société de retirer de sa propriété un loyer qui corresponde à la valeur marchande optimale de celle-ci entre en jeu, il faut en déduire qu'il s'agit là d'un prix que la société est prête à payer pour exercer un contrôle sur le volume des ventes.

ment par le truchement des prix de gros. Ces coûts liés à l'exploitation d'une station-service font partie des frais du commerce de détail.

Dans leurs analyses, les *Majors* ont reconnu que les coûts de gros supportés par les indépendants étaient inférieurs aux leurs. La plupart des indépendants évitaient complètement certaines dépenses, notamment celles qui concernent la publicité et les cartes de crédit. Ils paraissaient en éviter certaines autres en raison de leur taille plus modeste ou de leur rayon d'action plus limité. En d'autres termes, contrairement aux *Majors*, ils ne visaient pas, collectivement, à mettre sur pied un grand réseau de points de vente de type particulier; ils pouvaient ainsi s'appliquer à mettre à profit leurs atouts distinctifs sur le plan de la commercialisation ou de la gestion.

4. Les écarts de coûts dans le secteur de la vente au détail: l'utilisation de la capacité

Dans leurs comparaisons mettant en présence les coûts des *Majors* et ceux des indépendants, les auteurs du Livre vert font ressortir les écarts de coûts qui sont liés à l'utilisation plus ou moins complète de la capacité des postes d'essence. Formuler des jugements dans ce domaine n'est cependant pas chose facile, parce qu'en raison de facteurs tels que leur emplacement, leur apparence, ou encore la qualité de leurs services, notamment le temps d'attente, les stations-service ne jouissent pas toutes de la même faveur auprès des consommateurs. En définitive, seul le marché peut indiquer avec précision s'il est préférable, pour une firme, d'accroître l'utilisation de sa capacité, afin d'obtenir ainsi des coûts unitaires moins élevés, ou d'opter pour une amélioration de ses services. Toutefois, pour savoir si les consommateurs disposent d'un choix suffisant, il n'est sans doute pas nécessaire d'avoir des indications aussi précises.

La capacité de toute installation est mesurée en fonction de la quantité de produits que l'entreprise voudrait vendre à un prix donné. Cette évaluation est difficile à effectuer lorsque la demande varie au cours de la journée et de la semaine, et lorsque c'est un service que l'on vend. La mesure de la capacité dépend aussi en partie de la réaction des consommateurs qui doivent attendre pour être servis. La capacité non utilisée pendant les périodes creuses est l'inévitable inconvénient d'une demande variable. Cependant, la courbe des quantités requises n'est pas immuable. Son tracé peut être plus régulier selon que les prix pratiqués sont fonction de l'utilisation de la capacité ou que le service offert est moins rapide pendant les heures d'affluence. Chaque firme doit, par ailleurs, décider s'il est préférable de s'exposer à une perte de bénéfices — attribuables à la perte de clients rebutés par une attente prolongée — plutôt que d'engager des sommes considérables afin d'accroître la capacité.

La capacité dont une entreprise peut disposer dépend de ses marges bénéficiaires réelles. Dans le secteur du pétrole, ces marges ne sont pas uniquement celles qui sont réalisées au niveau de la vente au détail, mais également celles que procurent à l'entreprise la vente des produits raffinés et celle du brut importé. Les sociétés de raffinage se sont livrées une âpre concurrence pour obtenir des points de vente au détail, parce que le chiffre d'affaires relativement stable de ces débouchés leur permettait de réduire leur capacité excédentaire de raffinage, tout en augmentant leurs bénéfices associés à la vente du brut importé.

On observe toujours une sous-utilisation de la capacité lorsque les entreprises ont intérêt à diminuer leurs prix pour augmenter leur volume de ventes. La preuve recueillie révèle que, justement à cette fin, des fournisseurs indépendants ont tenté d'offrir des prix inférieurs aux prix pratiqués par leurs concurrents. En fait, la capacité non utilisée est l'un des rouages de la guerre des prix qui existe dans le secteur de la vente de l'essence. On ne saurait nier qu'il est difficile de mesurer la capacité non utilisée, ni affirmer que cette sous-utilisation était plus répandue dans le secteur de la vente de l'essence que dans d'autres secteurs; il reste cependant qu'il s'agit là d'un problème avec lequel l'industrie pétrolière est aux prises depuis fort longtemps. La question de la capacité non utilisée a été examinée dans le cadre de plusieurs enquêtes provinciales sur le commerce du pétrole (p. ex., en Colombie-Britannique, en Alberta et en Nouvelle-Écosse), et des estimations des capacités non utilisées ont été faites en Alberta et en Colombie-Britannique.

Comme on l'a vu plus tôt dans le présent chapitre, les méthodes de commercialisation des *Majors* ont subi un certain nombre de chocs aux effets durables et ont été contraintes à changer. Si ces chocs n'étaient pas survenus et si l'industrie avait disposé de projections de croissance raisonnables, aurait-on quand même vu se prolonger pendant longtemps une sous-utilisation appréciable de la capacité? Cela n'est pas impossible puisque les points de vente, une fois effectuée leur mise en place et devenu irrécupérable un pourcentage considérable du capital investi (lors de leur vente), peuvent être exploités pendant une longue période, du moment que le taux de rendement de la partie récupérable de l'investissement demeure suffisant. Une situation de capacité non utilisée peut donc durer longtemps. De plus, comme les capitaux avaient été au départ investis en fonction de conditions de marché différentes, une capacité non utilisée n'est pas nécessairement un signe d'inefficacité. Cet argument a été clairement exposé par les professeurs M. Fuss et L. Waverman, qui ont comparu au nom de la société Gulf. Pour apprécier la performance, il faut donc essayer de prévoir la vitesse à laquelle s'adapteront les diverses catégories de points de vente, ce qui signifie analyser les pratiques commerciales ou les conditions du marché qui ont nui au processus normal d'adaptation ou qui l'ont retardé.

Outre le fait que les coûts irrécupérables puissent être un facteur important de ralentissement du processus d'adaptation, le délai était aussi attribuable en grande partie à la taille considérable des *Majors* et à leur intégration verticale. Le raffinage et la commercialisation sont considérés par les raffineurs-fournisseurs comme une opération combinée, dans le cadre de laquelle la commercialisation permet d'écouler la production de la raffinerie au moyen de points de vente assurés. Les points de vente au détail (et les parts de marché) revêtent donc une importance capitale, non seulement en raison de l'image qu'ils donnent de la force de l'organisme de commercialisation, mais aussi en raison de la mesure dans laquelle ils constituent un moyen pratique d'écouler la production de la raffinerie. Ainsi, même si des *Majors* tels qu'Impériale et Gulf savaient qu'il leur fallait adopter, afin de ne pas avoir à céder une part croissante du marché aux indépendants, une tactique de vente de l'essence plus efficace au niveau des coûts, il était évident que toute fermeture trop rapide de points de vente par l'une des *Majors* l'aurait peut-être amené à devoir céder du terrain non seulement à d'autres *Majors*, mais aussi aux indépendants. Le problème consistait à trouver de nouvelles méthodes de vente qui viendraient s'ajouter et, en grande partie, se substituer aux stations-service dotées de deux ou quatre pompes, ou de deux ou trois postes de réparation. Ce n'est que lorsque les *Majors* ont eu la bonne idée d'intégrer des stations libres-services à leurs réseaux qu'elles ont trouvé une stratégie de mise en marché qui leur a permis de réduire assez rapidement le nombre de leurs points de vente au détail, tout en conservant leurs parts du marché.

Les auteurs du Livre vert insistent sur les niveaux d'utilisation de la capacité lorsqu'ils comparent les coûts des points de vente des *Majors* à ceux des indépendants. Toutefois, les niveaux d'utilisation n'étaient que l'un des facteurs avancés par les *Majors* pour expliquer les pertes subies au niveau des coûts par opposition aux indépendants de toutes les catégories, et il faudrait envisager de nombreuses hypothèses, à partir des analyses effectuées par les sociétés, afin de réussir à déterminer la partie de leurs coûts plus élevés qui pourrait être attribuable à une sous-utilisation de leur capacité.

La hausse du chiffre d'affaires réalisée grâce à la remise de coupons, à une diminution des prix et — comme Canadian Tire et quelques autres cas notables l'ont montré — au style des points de vente a probablement permis aux indépendants d'afficher des taux d'utilisation de capacité plus élevés que les *Majors*. Les premières données systématiques que l'on ait pu recueillir datent de 1973. Dans huit villes situées à l'ouest de Montréal, les ventes par station-service des indépendants dépassaient largement les ventes des marques des réseaux des *Majors* (Esso, Shell, Gulf et Texaco) et des sociétés de raffinage régionales. Si on les compare à ceux des *Majors*, ces chiffres de vente étaient en moyenne de 65 p. 100 plus élevés à Vancouver, et d'entre

25 p. 100 et 39 p. 100 plus élevés à Edmonton, à Régina (données de 1974), à Winnipeg, dans la région métropolitaine de Toronto, à Vaughan/Markham, à Oshawa/Whitby et à Ottawa. A Montréal, toutefois, les *Majors* ont écoulé 26 p. 100 plus d'essence par station que les indépendants. Si on les compare aux sociétés de raffinage régionales, les indépendants affichaient les mêmes volumes de vente à Montréal et ont écoulé au moins 49 p. 100 plus d'essence dans d'autres centres. Comme on pouvait s'y attendre, par ailleurs, il n'est pas possible de déceler de tendance précise en comparant les marques des indépendants et les marques secondaires des *Majors*, celles-ci devant servir précisément à faire concurrence — au chapitre des prix — aux marques des indépendants.

Des estimations du volume des ventes moyen par station-service sont présentées dans une analyse, effectuée par Impériale vers 1971, qui portait sur des concurrents ontariens de cette société. Ces données présentent un écart bien plus considérable entre les indépendants et les *Majors* que les données fournies dans le rapport Kent. Les points de vente d'Impériale, qui affichaient le volume des ventes moyen le plus élevé parmi tous les points des ventes des sociétés de raffinage, avaient écoulé en moyenne 155 000 gallons par année. Le volume des ventes moyen de l'ensemble des indépendants (14) signalés dans l'analyse d'Impériale était de 416 000 gallons par année. Le volume des ventes moyen des points de vente d'indépendants achetés par des sociétés de raffinage et exploités par les *Majors* sous des marques secondaires, s'élevait à 332 000 gallons par année. On retrouve aux échelons supérieurs et inférieurs de l'échelle des points de vente appartenant à des sociétés qui n'avaient adopté aucune politique de baisse des prix. Au haut de l'échelle se trouvent les points de vente de Canadian Tire, dont la moyenne des ventes se chiffrait à 1,4 million de gallons par année, et au bas de l'échelle, les points de vente de Murphy («Spur») et d'Ultramar («Golden Eagle»), dont les volumes de ventes étaient de 190 000 gallons et de 106 000 gallons par année respectivement. Une fois exclus les points de vente des sociétés qui se situent au haut et au bas de l'échelle, la moyenne tombe à 388 000 gallons par année, ce qui représente tout de même le double du volume de ventes moyen des points de vente d'Impériale. Dans ces comparaisons, les écarts qui existent entre les points de vente appartenant aux mêmes marchés géographiques sont probablement exagérés. En effet, bon nombre des stations-service Esso étaient des points de vente, situés en milieu rural, qui appartenaient à des détaillants et dont le volume des ventes était faible. Chez Impériale, les points de vente appartenant à la société même ont écoulé un volume moyen de 322 000 gallons dans l'ensemble du Canada en 1970, tandis que les points de vente appartenant à ses détaillants ont écoulé 91 000 gallons.

Il faut faire preuve de circonspection lorsqu'on se fonde sur les ventes par station-service pour évaluer l'utilisation de la capacité, la rentabilité ou la «productivité», si l'on ne dispose pas de renseignements accessoires. Néanmoins, ces résultats révèlent bel et bien que la capacité utilisée par les indépendants est plus élevée dans la plupart des aires géographiques de marché, car il est peu probable que les indépendants consacraient plus de ressources matérielles par station-service (nombre de pompes et grandeur des lots) à la vente de l'essence que leurs concurrents. Ainsi, les points de vente des indépendants, à l'exception de ceux de Montréal, tiraient davantage profit de la répartition des frais fixes sur des volumes considérables que les points de vente des *Majors*. Toutefois, rien ne porte à croire que les indépendants fonctionnaient en général à peu près à pleine capacité.

5. Les autres écarts de coûts au niveau du détail

Les analyses que renfermaient les documents des sociétés pétrolières ont aussi permis d'observer que les fortes marges pratiquées par les exploitants des points de vente des *Majors*, attribuables sans aucun doute en partie à des divergences dans le volume des ventes, constituaient un autre aspect désavantageux des coûts applicables aux marques principales au niveau du détail. Un second désavantage sur le plan des coûts, dont les incidences sur l'organisation des points de vente se faisaient sentir à long terme, tenait aux exigences différentes en matière de main-d'oeuvre des installations typiques des *Majors*, par opposition à la main-d'oeuvre utilisée dans les installations des indépendants. Si l'on fait exception de quelques chaînes de détaillants indépendants dont les commerces combinaient la vente de l'essence à la réparation et l'entretien des voitures automobiles, la vente de l'essence formait, dans bien des exploitations des indépendants, une activité autonome ou spécialisée. Même dans les points de vente de la Canadian Tire, où l'on trouve offerts tous les biens et services proposés dans les stations-service locales, les ventes d'essence demeuraient distinctes des services de réparation et d'entretien. En limitant leurs ventes à l'essence, bon nombre d'indépendants pouvaient remplacer un personnel qualifié par une main-d'oeuvre non spécialisée, moins dispendieuse. Il en va bien autrement de la station-service traditionnelle, où le propriétaire joint souvent à ses aptitudes de commerçant celles de mécanicien, tandis que la supervision d'une série de postes d'essence peut bien, de surcroît, mobiliser ses talents de gestionnaire. Affecter de temps à autre du personnel qualifié aux pompes peut paraître, de même, une façon assez dispendieuse de vendre des produits pétroliers.

Les sociétés pétrolières ont aussi fait mention, dans leurs analyses, de la lourdeur des coûts associés aux installations des *Majors*. Les indépendants, avec leurs postes d'essence aux dimensions très réduites, avaient évidemment

des coûts de revient plus bas que les grandes sociétés. En outre, certains des emplacements utilisés par les grandes surfaces, de type Canadian Tire, n'auraient sans doute pu servir à autre chose qu'au stationnement des voitures. Au gallon, ces coûts auraient été plus ou moins lourds selon que les activités de réparation et d'entretien influaient sur les coûts globaux de l'emplacement et que la marge commerciale qu'on devait appliquer aux ventes d'essence était plus ou moins forte. L'importance de ces facteurs n'est pas négligeable puisque la plus grande partie des revenus, moins le coût des pièces, provenait souvent des postes de réparation, et non des pompes. Il ne fait aucun doute que les activités de réparation et d'entretien étaient d'un rapport avantageux pour bien des points de vente. Le fait que les *Majors* aient rapidement renoncé à avoir de telles aires, quand leurs points de vente ont adopté la formule du libre service, donne toutefois à penser qu'ils souffraient d'une sous-utilisation de leur capacité, tant en matière de vente de l'essence que de services de réparation et d'entretien des voitures automobiles, et, que de nombreux emplacements pouvaient être plus rentables en se spécialisant dans la vente de l'essence. Quoi qu'il en soit, les *Majors* devaient sûrement voir dans ce coût plus élevé des installations le besoin d'accroître leurs marges tant au niveau du gros que du détail. Elles auraient renforcé leur marge de gros dans la mesure où les loyers qu'elles retiraient des emplacements dont elles étaient propriétaires ne couvraient pas totalement les coûts de revient de ces établissements, ou si les raffineurs avaient subi un déficit qu'ils auraient tenté d'éponger en majorant les prix de gros.

6. Résumé et conclusions

1. Les renseignements sur l'industrie pétrolière qui fondent l'allégation de coûts excédentaires au niveau de la vente de l'essence, formulée dans le Livre vert, ne sont pas simples à analyser. Ils allèguent en partie qu'en ayant des pratiques de fixation des prix, des programmes de soutien des détaillants et des produits de deuxième marque, les *Majors* ont empêché ou retardé le processus qui devait s'opérer pour que le commerce de détail de l'essence s'adapte à l'évolution des besoins des consommateurs et utilise plus pleinement sa capacité productive. Il s'agit ici de distinguer conduite abusive et souci légitime de concurrence.

2. On trouve à l'égard de ces pratiques des éléments de preuve beaucoup plus étoffés pour les années les plus récentes. L'industrie a profondément évolué, et les conclusions ou recommandations qui pourraient être formulées ne trouvent leur pleine valeur que si l'on se réfère aux conditions actuelles plutôt qu'aux événements passés. Bien que la Commission estime que les preuves et arguments qui se rattachent à la période où fut rédigé le Livre vert contribuent fort efficacement à la

compréhension et à l'appréciation de l'industrie pétrolière, elle est d'avis que c'est en s'appuyant sur les conditions qui ont maintenant cours qu'on peut évaluer le mieux et le plus utilement les pratiques dont le Directeur et un certain nombre d'indépendants se sont plaints.

3. La comparaison des coûts effectuée par les *Majors* et la grande diversité des prix, plus bas, pratiqués dans les points de vente des indépendants, montrent de façon indubitable que les indépendants avaient des coûts unitaires combinés de gros et de détail plus bas que ceux des *Majors* et de leurs concessionnaires. C'est en se fondant sur ces écarts de prix que le Directeur a pu alléguer que les coûts de commercialisation des *Majors* étaient trop élevés. Pour que cette critique soit valable, il aurait fallu prouver que les indépendants dont les coûts ont servi de point de référence proposaient des services identiques ou quasi identiques à ceux qu'offraient les points de vente des *Majors*. Comme le Directeur n'a pas apporté cette preuve, la Commission ne peut partager l'avis de celui-ci quant à l'existence des coûts excessifs et à leur quantification.

VI

La Politique pétrolière nationale

1. Introduction

C'est la Politique pétrolière nationale (PPN) et le contexte plus vaste dans lequel elle a été formulée et appliquée (protectionnisme des États-Unis à l'égard de leur industrie du pétrole brut) qui permettent de comprendre le processus de fixation des prix du brut indigène et des produits finis en vigueur dans les années 1960 et au début des années 1970. C'est dans le volume II du Livre vert que sont examinés les divers aspects de la PPN, exception faite d'une brève section du volume I portant sur les prix excessifs. Intitulé *Le secteur intérieur: aperçu de l'environnement, du comportement et de la performance*, le volume II traite de la fixation des prix du brut canadien et de l'influence de ces prix sur ceux des produits pétroliers en Ontario. Il existe aussi des documents saisis dans les locaux des sociétés pétrolières, leurs répliques écrites aux preuves présentées par le Directeur et un grand nombre de documents publics sur la PPN, déjà accessibles avant l'enquête.

Le Directeur n'a pas ajouté d'éléments de preuve complémentaires au contenu du volume II pendant les audiences tenues après la présentation du Livre vert à la Commission. Comme il s'agit de données anciennes, sans intérêt stratégique à l'heure actuelle, la Commission a également décidé de ne pas suppléer à la documentation écrite déposée à l'origine comme preuve par le Directeur et aux répliques subséquentes des sociétés pétrolières.

Instaurée par le gouvernement fédéral, la PPN a été largement acceptée; elle est demeurée en vigueur de 1961 à 1973. Cette politique et les réactions qu'elle aurait suscitées de la part des grandes sociétés pétrolières constituent le fondement de l'allégation du Directeur voulant que les prix du brut canadien aient été trop élevés, obligeant les consommateurs de l'Ontario à payer trop cher leurs produits pétroliers. Derrière cette allégation, en apparence simple, se dissimule une série complexe de faits aux dimensions multiples.

2. Un rappel des faits

Voici les circonstances qui ont mené à la formulation et à la mise en oeuvre de la PPN:

1. Les champs pétrolifères de l'Alberta n'étaient exploités qu'à environ la moitié de leur capacité. Cette surcapacité tenait en grande partie à la façon dont les autorités provinciales avaient réparti la demande parmi les producteurs.

2. Les sentiments protectionnistes et les considérations sur la précarité présumée des approvisionnements en brut qui régnaient aux États-Unis sont venus assombrir les espoirs des producteurs de brut, qui comptaient voir leur situation s'améliorer, et ont mené à l'adoption d'un régime de contingentement des importations de brut, volontaire vers le milieu des années 1950, puis obligatoire à compter de 1959.

3. Des pressions considérables furent alors exercées sur le gouvernement fédéral pour qu'il améliore la situation.

4. Une commission royale d'enquête sur l'énergie fut nommée (la Commission Borden): elle recommanda au gouvernement de délaisser les mesures législatives ou réglementaires pour compter plutôt sur la collaboration volontaire de l'industrie pétrolière. Deux propositions ont été soumises à cette Commission: celle qui prônait le prolongement du pipeline réservé pour le brut de l'Ouest canadien jusqu'à Montréal, et celle retenue par la Commission qui suggérait qu'on réponde aux besoins de l'Ontario en produits pétroliers en ayant recours au brut indigène plutôt qu'au brut étranger. Des efforts devaient également être faits en vue d'augmenter les exportations vers les États-Unis. Compte tenu du régime de contingentement en vigueur en Alberta, la construction d'un pipeline jusqu'à Montréal aurait entraîné un partage du marché entre les grands producteurs de brut et les producteurs indépendants. Il en aurait résulté une diminution des quantités vendues par les sociétés mères à leurs filiales canadiennes puisque, à quelques exceptions près, ce sont ces sociétés qui fournissaient tout le brut importé dont ces filiales avaient besoin.

5. En élaborant sa politique, le gouvernement devait tenir compte d'une autre dimension essentielle qui découlait de ses efforts fructueux en vue d'obtenir que les producteurs canadiens soient exemptés du contingentement des importations pratiqué par le gouvernement américain. Il s'agissait d'une exemption conditionnelle qui s'accompagnait de lignes directrices volontaires relatives à l'augmentation des exportations

canadiennes, ainsi que d'exigences particulières quant à l'importation de brut au Canada. Cette dernière condition a été appliquée parce que les États-Unis ne voulaient pas que le Canada importe du brut à bon marché tout en vendant le sien à un prix plus élevé sur le marché américain.

6. La politique de l'État canadien s'est conformée aux recommandations de la commission Borden, ainsi qu'aux conditions imposées par les États-Unis pour que le brut canadien jouisse d'un accès libre à leur marché. Des objectifs de production furent fixés pour l'industrie pétrolière, une partie de l'expansion désirée devant provenir de l'accroissement graduel des exportations vers les États-Unis, et l'autre de la substitution du brut canadien au brut et aux produits finis étrangers livrés en Ontario. En vertu de la PPN, une ligne de démarcation fut tracée le long de la vallée de l'Outaouais en Ontario, qui réservait la zone située à l'ouest de celle-ci au brut canadien. Bien qu'aucun texte législatif ou réglementaire n'ait été établi, les exposés de principe clairs publiés par le gouvernement fédéral entre 1958 et 1973 ne laissaient planer aucun doute quant aux objectifs et à l'application de cette politique. Les objectifs, y compris l'expansion des exportations vers les États-Unis, devaient être atteints grâce aux efforts volontaires de l'industrie pétrolière.

7. De volontaire, la PPN est devenue obligatoire en 1970 lorsque le gouvernement a chargé l'Office national de l'énergie d'appliquer un régime officiel de contingentement sur l'essence pour mettre ainsi fin aux plaintes (relatives aux mouvements des produits pétroliers vers l'ouest, au delà de la ligne de démarcation) que lui adressaient depuis plusieurs années les raffineurs de l'Ontario.

3. Les effets de la PPN

(a) Les prix du brut

Historiquement les prix au champ pétrolifère du brut albertain étaient établis de telle sorte qu'ils étaient concurrentiels en Ontario et sur d'autres marchés marginaux. Jusqu'aux environs de 1958, les prix ayant cours en Ontario demeurèrent tributaires des prix du brut américain. Les prix américains étaient destinés à concurrencer le brut de provenance étrangère. Il en résultait que les prix canadiens, tout en étant directement influencés par ceux des États-Unis, se trouvaient indirectement adaptés à la concurrence éventuelle des importations. A la suite du mouvement protectionniste observé aux États-Unis, les prix albertains furent amenés à s'aligner sur les coûts du

brut importé, rendu en Ontario. L'établissement de la ligne de démarcation ne rendait plus cette réaction nécessaire, ni possible à long terme, si les exportations aux États-Unis ne devaient pas dépasser les quantités sur lesquelles on s'était entendu avec les Américains. Après une augmentation en 1961 et 1962, consécutive à une évolution des taux de change, les prix du brut demeurèrent constants pendant le reste des années 1960, alors qu'ils étaient en baisse à l'extérieur de l'Amérique du Nord.

Les prix du brut étaient établis lorsque les raffineurs «affichaient» les prix qu'ils voulaient payer pour ce produit, moyennant certaines variations qui étaient fonction des types de brut. A cette époque, c'est sans conteste la Cie Pétrolière Impériale qui déterminait les prix. Elle était visiblement présente à tous les niveaux de l'industrie. À la fin de la Seconde Guerre mondiale, elle possédait plus de la moitié de la capacité de raffinage. Bien que sa part du marché ait diminué au fil des ans, elle n'en demeurait pas moins la plus importante à tous les niveaux de l'industrie.

L'Energy Resources Conservation Board de l'Alberta réglait la production de brut par le biais des autorisations à produire telle quantité de pétrole, si bien que l'offre totale s'harmonisait parfaitement avec la demande déclarée (désignation des raffineurs). La demande de brut albertain dépendait de son prix, non pas en raison d'une grande sensibilité aux prix de la part des consommateurs de produits finis, mais parce que son prix déterminait sur quel marché le produit pouvait entrer en concurrence avec les approvisionnements, de source américaine ou autre. La capacité de production excédentaire, qui ne pouvait se traduire par une offre plus importante que celle autorisée par l'Office de conservation, n'exerça donc point de pression directe sur le prix.

L'accès aux marchés protégés des États-Unis signifiait que la règle habituelle de pénétration sur les marchés avait été inversée: au lieu de réduire les prix, il était nécessaire de les stabiliser et de les augmenter afin de ne pas perturber le taux de croissance des exportations établi par le gouvernement américain. Étant donné l'existence de la PPN, en vertu de laquelle les exportations aux États-Unis constituaient un point névralgique quant à la réduction de la capacité excédentaire il est dificile de se représenter quel autre résultat on aurait pu attendre.

La plus grande partie de l'allégation du Directeur relative aux prix excédentaires se rapporte, en vérité, à son allégation distincte selon laquelle les coûts du brut importé étaient trop élevés. C'est en comparant le prix du brut canadien rendu en Ontario avec une estimation du prix entre tiers du brut étranger débarqué dans la même province qu'a été déterminée l'ampleur du prix présumé excessif de la part du Directeur (3,1 milliards de dollars de

1980). La différence entre le prix payé par les filiales à leurs sociétés apparentées et le prix estimatif du marché ne découle pas, fondamentalement, de la PPN. S'il n'y avait pas eu de PPN ou autre politique gouvernementale analogue, le prix payé par les raffineurs de l'Ontario pour du brut aurait été le même que celui qu'ils ont en effet encouru pour les importations faites au Québec avec en plus des frais de transport additionnels. La PPN ne devrait pas être évaluée contre un autre standard moins valable qui n'existait pas et qui était non relié à la PPN.

Cet aspect de la question devient particulièrement clair lorsqu'on considère, comme le fait le tableau 1, les années ayant précédé la PPN et les premières années de cette politique. De 1958 à 1962, la différence présumée entre le prix estimatif entre tiers et le prix payé aux sociétés associées représente l'ensemble des présumés prix surfaits par les entreprises pétrolières et rendus possibles par la PPN, annoncée en février 1961. Au moins 480,2 millions de dollars (1958-1960) du présumé prix excessif apparaissent avant l'entrée en vigueur de la PPN. Cette partie du calcul n'a reçu aucune explication.

Le Directeur a expliqué sa prise de position ainsi:

> Dans la mesure où elle a réduit la taille du marché accessible au brut importé, la politique pétrolière aurait supprimé l'incitation à entrer dans ce marché. De ce fait, elle aurait atténué les pressions exercées sur les multinationales pour qu'elles réduisent leurs coûts déclarés à un niveau équivalent aux prix concurrentiels en vigueur sur le marché mondial.
>
> Avant l'entrée en vigueur de la politique pétrolière, Texaco faisait état d'une réduction de l'écart entre les coûts déclarés et les coûts concurrentiels du brut débarqué. Après l'instauration de la politique pétrolière, cet écart s'accentua de nouveau.

C'est à partir de cet argument assez peu convaincant qu'a été attribuée à la PPN toute la différence entre les coûts «concurrentiels» et déclarés du brut, différence totalisant 2,1 milliards de dollars. Par exemple, le Livre vert a conclu qu'en 1964, des coûts excessifs équivalant à environ 276 millions de dollars étaient le résultat de la PPN. Dans cette estimation, 70,9 millions proviennent de la quantification de la différence dans les prix payés par les raffineurs de l'Ontario pour le brut indigène et ceux payés par les raffineurs du Québec pour le brut importé de leurs sociétés mères. Le reste, soit 205,1 millions, est attribuable, suivant l'hypothèse du Livre vert, à ce qu'auraient subi les prix du brut importé payés par les filiales canadiennes en l'absence de la PPN. Cette dernière partie de l'estimation, apparaissant pour chacune des années énumérées au tableau 1, se trouve donc non vérifiée.

Tableau VI-1

Rôle des prix entre tiers du brut importé dans l'allégation de prix excédentaires de la PPN

	Prix excédentaires attribuables à l'écart des prix d'importation entre les prix supposés et les prix estimatifs entre tiers	
Année	Pourcentage	Montant (en dollars de 1980)
1958	100,00	144 709 716,00
1959	100,00	168 277 526,00
1960	100,00	167 239 116,00
1961	100,00	193 387 597,00
1962	91,98	203 611 732,12
1963	80,82	223 357 488,08
1964	74,32	205 120 664,95
1965	62,01	178 446 341,95
1966	57,44	163 163 100,16
1967	53,12	144 235 820,74
1968	43,99	91 018 908,38
1969	40,38	93 924 919,79
1970	49,81	100 458 835,77
1971	0,00	—
1972	0,00	—
1973	—	—
TOTAL		2 076 951 766,94

Source: Tableau A-9, volume I du Livre vert.

(b) Les prix des produits

Une comparaison des prix des produits de part et d'autre de la ligne de démarcation permet d'établir si l'excédent des prix intérieurs du brut a été répercuté sur les consommateurs. Les auteurs du Livre vert ont utilisé deux sources d'information quand ils ont comparé les prix de gros à l'est et à l'ouest de la ligne de démarcation. Les documents internes des entreprises pétrolières, documents qui fournissent des comparaisons directes et indirectes, constituent une de ces sources. L'autre est constituée par l'information que Statistique Canada a publiée sur la valeur des livraisons

effectuées depuis les raffineries du Québec et de l'Ontario. Pour les raisons discutées à l'annexe C, les données de Statistique Canada ne sont pas utiles pour l'étude des écarts observés dans les prix de gros.

En ce qui concerne les prix de gros, les seules preuves à tirer des registres internes des entreprises pour toute la période de la PPN sont les prix au camion-citerne du détaillant Impériale et les remises au titre de la concurrence pour l'essence ordinaire à Montréal et à Toronto. Les prix de l'essence apparaissent au tableau 2. Les prix de gros et les marges des détaillants sont analogues jusqu'à juin 1963, date à laquelle le prix au camion-citerne du détaillant à Toronto était augmenté de un cent par rapport à celui de Montréal. Cette situation a créé un écart de courte durée dans le prix affiché au camion-citerne, mais, comme le montre le revenu réel de 0,168 $ par gallon touché par l'entreprise, une importante pression à la baisse s'exerçait sur les prix; cela conduisit manifestement à une chute des prix affichés à la fin de juillet. Le premier écart durable entre les prix de Toronto et de Montréal s'est produit en 1964. Bien que les prix affichés aient été les mêmes à ces deux endroits à la fin de 1963 et au début de 1964, les détaillants de l'une et de l'autre villes travaillaient suivant la formule de la consignation, et le revenu de la Cie Pétrolière Impériale découlant des ventes en consignation restait inférieur de un cent à Montréal. En juin 1964, Impériale abaissa les prix affichés de façon appréciable dans les deux localités, tout en maintenant l'écart d'un cent. Une différence plus importante apparut bientôt, à mesure que les prix s'affermissaient à Toronto, et l'on n'eut recours à la consignation qu'en deux occasions après 1965. A Montréal, la pression sur les prix s'intensifia, et le revenu d'Impériale attribuable à son programme temporaire de remises (au lieu de la consignation) tomba nettement en 1965 pour n'enregistrer de redressement appréciable qu'en 1970.

Tableau VI-2

Prix au camion-citerne du détaillant Impériale et marge du détaillant sur l'essence ordinaire au plomb à Montréal et à Toronto, de 1956 à 1973 (cents au gallon)

	MONTRÉAL		TORONTO	
Date	Prix C/C du détaillant	Marge du détaillant	Prix C/C du détaillant	Marge du détaillant
1956				
Mars	19,6	8,2		
10 juillet	21,1	8,5		

Tableau VI-2—suite

Prix au camion-citerne du détaillant Impériale ordinaire au plomb et marge du détaillant sur l'essence à Montréal et à Toronto, de 1956 à 1973 (cents au gallon)—suite

Date	MONTRÉAL		TORONTO	
	Prix C/C du détaillant	Marge du détaillant	Prix C/C du détaillant	Marge du détaillant
1957				
22 janvier	22,1	8,5	21,8	8,6
8 novembre	21,1	8,5	21,3	8,6
1958				
Janvier	21,1	8,3		
31 mars			21,3	8,2
Juin	21,1	8,3		
1959				
24 mars	20,5	7,8	20,5	7,8
11 avril	20,7	7,6	20,7	7,6
Juin	20,7 (18,8#)	6,5##		
3 juillet			12,8	5,5
			20,7 (18,8#)	6,5##
1960				
1961				
10 juillet	20,7 (19,8#)	6,5##	20,7	7,0## (19,3#)
Novembre	20,7 (19,05#)	6,25##	20,7 (18,6#)	6,8##
1962				
1963				
6 avril	20,4 (17,25#)	5,8##		
Juin			21,4 (16,8#)	6,3##
29 juillet	20,8 (17,9#)	6,5##	20,8 (17,9#)	6,5##
Octobre			20,8 (18,5#)	6,5##
1964				
Janvier	20,8 (17,5#)	6,5##		
13 février			20,8 (18,5#)	6,5##

Tableau VI-2—suite

Prix au camion-citerne du détaillant Impériale et marge du détaillant sur l'essence ordinaire au plomb à Montréal et à Toronto, de 1956 à 1973 (cents au gallon)—suite

	MONTRÉAL		TORONTO	
Date	Prix C/C du détaillant	Marge du détaillant	Prix C/C du détaillant	Marge du détaillant
16 juin	18,5 (17,5#)	6,5##		
17 juin			19,5 (18,5#)	6,5##
1965				
9 avril	18,5 (17,5#)	6,5##		
15 août			19,5	7,5
13 septembre			19,5	8,5
1966				
Février	18,5 (16,5)*	7,5		
Avril			19,5	8,5
Novembre	18,0 (16,5)*	9,5		
1967				
Janvier	18,0 (17,0)*	8,8	19,5	8,3
29 juillet	18,0 (16,0)*	7,8		
Septembre			20,3 (19,5)	9,3
1968				
Mars			19,5	8,3— 9,3
Avril	18,0 (16,0)*	7,8		
Mai			20,3 (19,5)	8,3
1969				
	18,0 (16,5)*	7,8		
Avril	18,0 (16,5)*	8,3		

Tableau VI-2—fin

Prix au camion-citerne du détaillant Impériale et marge du détaillant sur l'essence ordinaire au plomb à Montréal et à Toronto, de 1956 à 1973 (cents au gallon)—fin

	MONTRÉAL		TORONTO	
Date	Prix C/C du détaillant	Marge du détaillant	Prix C/C du détaillant	Marge du détaillant
Juillet			19,5	8,3
22 juillet			20,9	8,9
21 décembre			21,3	9,5
1970				
	18,0	8,3	21,3	9,5
	(16,5)*			
Octobre	19,0	8,5	21,3	10,5
	(17,3)*			
1971				
7 janvier			22,3	9,5
7 avril	22,0	8,8		
	(20,0)*			
18 août			21,8	10,5
1972				
4 février	22,6	8,8		
	(20,6)*			
29 mars			21,8	10,5
1973				
10 janvier	23,7	8,8	22,8	10,5
	(21,7)*			
26 avril	24,5	8,8		
	(23,5)*			
10 mai			23,7	10,5
19 juin	24,4**	8,8		
1er août	26,2	8,8		

* Remise temporaire au titre de la concurrence.
** Remise de 0,01 $/g.
# Revenu de l'entreprise quand le détaillant est consignataire.
Commission du détaillant consignataire.

Source: Documents internes de la Cie Pétrolière Impériale.

Des données ont pu être obtenues auprès de Shell et de Gulf en ce qui concerne les prix de l'essence ordinaire au plomb et du mazout, pour les périodes de 1966 à 1970 et de 1969 à 1973. L'information établie par Shell fait état des rendements réalisés par cette société dans ses zones commerciales de l'«Est» et du «Centre». La différence entre les rendements et les prix vient de ce que certains coûts ont été défalqués; toutefois, si les coûts ne varient pas tellement d'une région à l'autre, la différence entre les rendements peut donner une idée des écarts de prix. Les données de Gulf correspondent à des rendements obtenus en Ontario et au Québec. Dans le cas de l'essence, les différences que présentaient ces sociétés équivalaient en général à peu près aux valeurs centrales moyennes de la fourchette de prix applicable aux périodes correspondantes figurant au tableau 2, après conversion de l'unité de mesure des gallons aux barils. De 1966 à 1970, la valeur centrale moyenne était de 0,959 $ le baril, ce qui peut se comparer à l'écart moyen de Shell qui était de 0,977 $. De 1969 à 1973, la valeur centrale moyenne était de 0,578 $, comparativement à l'écart de rendement de Gulf qui s'élevait à 0,648 $. Ainsi, du moins pour la période comprise entre 1966 et 1973, les écarts à Toronto et à Montréal sont à peu près équivalents aux rendements obtenus par Shell et par Gulf dans toutes leurs zones et dans les deux provinces au cours des sous-périodes examinées.

Les écarts de rendement entre l'Ontario (le Centre) et le Québec (presque tout l'ensemble de l'Est) enregistrés par Gulf et par Shell dans le cas du mazout étaient beaucoup moins considérables que les écarts enregistrés dans le cas de l'essence. Dans le cas de Shell et de Gulf, les rendements moyens d'un baril d'essence excédaient respectivement de 0,581 $ et de 0,512 $ ceux d'un baril de mazout.

Les prix du mazout lourd n'ont pu être obtenus. Toutefois, on peut se demander avec raison si les conditions du marché sur lequel se vendait ce produit n'auraient pas éliminé tout écart de prix supérieur au surcoût que représentait le transport des importations en Ontario par opposition au Québec.

D'après la position adoptée dans le Livre vert, les écarts de prix examinés ci-dessus sont dans l'ensemble attribuables à la PPN. En réalité, il ne s'agit là que d'une explication partielle. Il aurait pu exister d'autres facteurs importants liés uniquement aux conditions des marchés locaux et régionaux, conditions qui n'avaient peut-être rien à voir avec cette politique. Les écarts de prix d'avant 1961 montrent que d'autres facteurs ont également pu avoir de l'importance. Les prix de l'essence au camion-citerne étaient les mêmes à Toronto et à Montréal, malgré les coûts plus élevés du brut facturés aux raffineurs de Toronto. Les comparaisons de prix révèlent qu'il y a eu un redressement partiel des coûts de brut au début et à la fin de la période de la

PPN. Entre 1966 et 1970, le taux de récupération des coûts a été élevé, les écarts de prix observés durant certaines années dépassant de beaucoup la différence des coûts du brut.

Du point de vue de la concurrence, les écarts de prix des produits finis n'offrent de l'intérêt que dans la mesure où ils ont toujours été supérieurs au coût de transport vers les marchés où les prix étaient plus élevés. D'après l'une des estimations obtenues sur les coûts du transport entre Montréal et Toronto, ce prix s'élevait à 0,25 $ le baril[1]; comme ce prix peut sans doute être qualifié de fort, il démontre donc de façon rigoureuse que les écarts de prix ont longtemps excédé les coûts de transport. Dans le cas de l'essence, il est à peu près certain que des barrières ont permis que de tels écarts continuent d'exister. Bien que les indépendants étendaient leurs réseaux et étaient autorisés à expédier leurs produits de l'autre côté de la ligne de démarcation, ils n'étaient pas assez puissants pour provoquer une réduction des écarts des prix de gros facturés à des détaillants du réseau des producteurs.

Outre les écarts des prix de gros, le volume II du Livre vert traite également des marges bénéficiaires des détaillants. Comme il est indiqué au tableau 2, les marges bénéficiaires réalisées à Toronto ont commencé à différer de celles réalisées à Montréal après que les prix de gros à Toronto eurent commencé à se stabiliser en 1965, tandis qu'à Montréal les programmes de vente en consignation ou d'autres programmes de soutien furent maintenus tout au long de la période d'application de la PPN. Dans le cadre de ces programmes, les marges bénéficiaires des détaillants sont prédéterminées ou sont rigoureusement contrôlées. D'après les auteurs du Livre vert, la PPN expliquerait les différences qui existent entre ces marges ainsi que celles entre les prix de gros facturés aux fournisseurs. Il ne fait aucun doute que les prix de gros et les marges sont étroitement liés, affichant un mouvement à la hausse lorsque les réserves des fournisseurs diminuent et un mouvement à la baisse lorsque les réserves sont abondantes. Les prix de gros et les marges bénéficiaires relevés à Montréal caractérisent les années d'abondance pendant la période de la PPN, tandis qu'à Toronto les réserves semblent avoir diminué au milieu des années 1960. Rien n'est venu démontrer qu'en Ontario les indépendants ne pouvaient obtenir des produits importés. En fait, on pourrait soutenir que la PPN a favorisé les importateurs et les détaillants en raison des écarts des prix de gros qui existaient des deux côtés de la ligne de démarcation. Cette situation, comme on l'a déjà indiqué, n'a pas réussi à uniformiser l'approvisionnement dans les régions ni à empêcher l'intégration verticale des raffineurs.

---

1. Cette estimation s'applique au brut, mais elle est la plus élevée des deux estimations présentées dans le Livre vert; l'estimation la moins élevée est de 0,15 $ le baril.

4. Autres considérations

D'après l'une des allégations les plus graves formulées dans le Livre vert, les raffineurs auraient eu recours au contrôle des importations, après l'imposition des quotas, pour réduire les marges bénéficiaires des indépendants en augmentant les prix de gros et en diminuant les prix au détail. Cette allégation est examinée dans le chapitre XVI.

L'acquisition par les *Majors* de raffineurs indépendants en Ontario est un autre résultat de la PPN qui, selon le Directeur, aurait fait entrave à la concurrence. Toujours selon le Directeur, les raffineurs indépendants ont été contraints de vendre, car ils ont vu leurs marges bénéficiaires sensiblement réduites en raison des prix élevés du brut canadien et des prix relativement bas de la plupart des produits raffinés. La chose est possible, mais aucune étude des acquisitions n'a été faite, et les données relatives aux bénéfices dont on dispose restent parcellaires. Que les raffineurs indépendants aient été contraints de vendre ou pas, il est certain que la PPN a bel et bien fait naître un petit groupe d'acheteurs. La division des aires géographiques de marché a créé un besoin de capacité supplémentaire à l'ouest de la ligne de démarcation dans le cas des raffineurs qui comptaient, en tout ou en partie, sur la capacité disponible à Montréal pour alimenter l'Ontario.

5. Résumé et conclusions

1. D'après le Livre vert, les *Majors* auraient profité d'une politique gouvernementale qu'ils avaient jugée préférable à la principale solution de rechange, soit la construction d'un pipeline jusqu'à Montréal, afin d'isoler des forces de la concurrence internationale la région située à l'ouest de la ligne de démarcation. Les *Majors* prétendent qu'elles n'ont pas vraiment eu le choix. Le fait que le gouvernement ait eu recours à la persuasion — plutôt qu'à l'imposition d'une loi — laisse toujours subsister certains doutes, étant donné que les moyens d'action du gouvernement et les motifs qui incitent les entreprises à se soumettre aux exigences de celui-ci sont rarement connus de façon certaine. On sait toutefois précisément en quoi consistait la politique du gouvernement qui, de plus, était établie depuis longtemps.

2. L'allégation selon laquelle les sociétés pétrolières auraient profité de la PPN pour majorer les prix du brut et pour répercuter cet excédent sur les consommateurs ne s'accorde pas avec le fait que les prix supérieurs aux cours du brut sur le marché international pour le brut indigène étaient un résultat inévitable de la PPN. En raison de l'objectif de cette politique — augmentation de la production de brut, en partie grâce à un accroissement des exportations vers les États-Unis — il fallait que les

prix du brut au Canada suivent de près les prix pratiqués aux États-Unis. Dans le contexte de la politique protectionniste appliquée aux États-Unis à l'époque, il fallait que les prix soient plutôt élevés que bas pour assurer le maintien des exportations canadiennes vers les États-Unis.

3. Parmi les principales conséquences négatives de la PPN, mentionnons le fait que les prix des produits pétroliers étaient plus élevés pour les consommateurs ontariens habitant à l'ouest de la ligne de démarcation que pour les consommateurs habitant à l'est de cette même ligne, et que l'essence importée a été assujettie à des quotas obligatoires à compter de 1970. Même si l'imposition de quotas aurait pu avoir seulement un effet limité après 1971 sur les prix des produits, en raison des prix croissants du brut et des produits pétroliers sur le marché international, cette politique a bel et bien assujetti les fournisseurs indépendants aux raffineurs canadiens. Ce contrôle des importations dû à une politique de protectionnisme fut suivi par d'autres mesures protectionnistes adoptées en 1974, mesures prévoyant une indemnisation des importations moins élevée dans le cas des produits pétroliers que dans celui du brut. Cette question est examinée au chapitre XI.

4. Il n'appartient pas à la Commission d'évaluer le bien-fondé d'une politique d'État telle que la PPN, et ce n'est pas parce qu'il a fallu examiner certaines répercussions de la PPN qu'il faut croire que la Commission s'est livrée à une telle évaluation. En fait, l'objectif principal de la PPN, qui était d'entraîner une diminution conséquente de la capacité de production excédentaire de brut, a été atteint dû, en partie, à l'augmentation considérable des exportations de brut vers les États-Unis. Même si l'on s'en tient à un niveau strictement économique, il faudrait disposer d'un modèle beaucoup plus vaste pour évaluer une politique d'État telle que la PPN; un tel modèle devrait tenir compte de critères relatifs au développement économique régional ainsi que de la répartition des rentes économiques créées par la PPN. Il faudrait également que ce modèle hypothétique définisse les solutions de rechange possibles et en fasse une analyse.

5. Pour toutes ces raisons, la Commission doit rejeter l'allégation du Livre vert selon laquelle les pratiques auxquelles les grandes sociétés pétrolières se seraient livrées, en utilisant à leurs fins la PPN, à l'époque où celle-ci était en vigueur, auraient imposé des prix excessifs aux consommateurs. Toutefois, le caractère protectionniste de certaines mesures du gouvernement fédéral examinées au chapitre XI s'applique à la situation actuelle, et les conclusions du Rapport portent sur les recommandations que nous avons soumises au gouvernement dans ce domaine, compte tenu du contexte d'aujourd'hui.

VII

L'importation de bruts et de produits finis entre 1958 et 1973

1. Introduction

Une autre allégation concernant les surcoûts qu'ont dû supporter les sociétés pétrolières a trait au brut de provenance étrangère et aux services d'expédition achetés par les filiales canadiennes à leurs sociétés mères étrangères. Dans leurs dépositions, les sociétés pétrolières ont mis en doute la pertinence d'une telle affirmation dans une enquête sur des pratiques monopolistiques au cours de laquelle la répercussion de ces présumés surcoûts n'avait pas été prouvée.

Le Directeur avait relancé le débat en soutenant que tout paiement excédentaire fait aux sociétés mères aurait eu tendance à restreindre les investissements de la filiale par suite d'un transfert des profits à l'étranger. Il reconnaissait ainsi que la totalité ou une partie des présumés surcoûts n'avait pas été répercutée. Son argumentation était valable pour des firmes qui hésitaient à investir dans de nouvelles installations de raffinage qui n'assureraient pas un taux de rendement raisonnable à leurs actionnaires minoritaires.

Une telle réduction des investissements aurait eu pour résultat d'accroître les importations ou d'inciter les sociétés qui ne payaient pas leur brut trop cher ou qui n'avaient pas d'actionnaires minoritaires à augmenter leurs capacités de raffinage. Dans le Livre vert, le Directeur avançait aussi que le fait de payer leur brut trop cher portait les firmes ayant des actionnaires minoritaires à concurrencer moins vivement sur les marchés au rendement moins élevé comme, par exemple, celui de la vente aux clients industriels et commerciaux, et aux sociétés indépendantes.

La preuve présentée à la Commission portait presque exclusivement sur le brut et n'abordait que superficiellement les services d'expédition. Le présent chapitre porte donc avant tout sur une comparaison des prix du brut.

Le Directeur a aussi affirmé dans le Livre vert que les sociétés canadiennes et leurs sociétés mères avaient «harmonisé» les prix du brut importé. Bien

que certains documents fassent état de discussions concernant les prix, il n'existe aucune preuve d'harmonisation ou d'accord en ce sens. Tout en cherchant à connaître les prix qu'avaient payés leurs concurrents, les sociétés se sont montrées généralement peu disposées à révéler les prix qu'elles avaient elles-mêmes payés.

2. La répercussion des coûts et les autres effets

L'augmentation du coût d'un intrant (même aussi essentiel que le brut) n'est *pas* répercutée en totalité sur les consommateurs, à moins qu'il ne s'agisse d'un cas limite. Une répercussion aussi complète des coûts ne serait vraisemblable que dans un secteur d'activité fortement concurrentiel, mais seulement à long terme et si la majoration des prix englobait l'ensemble du secteur. Cette dernière situation ne se présente que lorsque l'environnement du secteur en question subit une transformation, sur le plan de la fiscalité par exemple. Une augmentation des coûts occasionnée par des pratiques d'achat ou d'exploitation inefficaces, n'est pas nécessairement répercutée, même partiellement. Seule une analyse approfondie, dont les résultats pourraient en définitive s'avérer non concluants, permettrait de déterminer l'influence que, dans les conditions réelles du marché, les surcoûts exercent ou non sur les prix. Dans une industrie aussi complexe que l'industrie pétrolière, la tâche est d'autant plus difficile que l'existence d'un tel effet d'entraînement n'a pas été prouvée systématiquement.

Dans le Livre vert, le Directeur n'a pas tenté d'analyser jusqu'à quel point les présumés surcoûts avaient été répercutés. Selon la position qu'il y a adoptée, les filiales ayant des actionnaires minoritaires subissaient des pressions les poussant à répercuter l'excédent de leurs coûts sur les consommateurs, car elles devaient songer à protéger ces actionnaires. S'il est vrai qu'une marge de profit insatisfaisante puisse inciter les firmes à tenter de majorer les prix, un tel argument laisse cependant croire que les prix étaient fixés uniquement en fonction des coûts, sans égard aux contraintes ni aux possibilités du marché. Dans l'hypothèse où les firmes faisaient déjà valoir les possibilités qui s'offraient à elles, leur capacité de répercuter leurs surcoûts sur les prix aurait été limitée.

Les sociétés pétrolières ont déclaré que la concurrence s'exerçant sur les marchés les aurait empêchées de répercuter tout excédent de coûts sur les prix, pour peu qu'un tel excédent ait existé. Cet argument ne peut être valable que si toute tentative de l'une des *Majors*, en vue de répercuter des surcoûts de brut, avait entraîné un rétrécissement notable de sa part du marché, soit parce que les autres grandes sociétés avaient refusé de lui emboîter le pas ou soit, même si elles l'avaient fait, que d'autres firmes capables d'accroître rapidement leur part du marché s'en étaient abstenues.

Pour bien examiner cette question, il est essentiel de se rappeler que la possibilité de répercuter des coûts excédentaires de brut variait en fonction du produit offert sur le marché. Malgré le peu d'éléments de preuve concernant le mazout lourd, les caractéristiques du marché de ce produit indiquent clairement que le prix au débarquement applicable à ses importations serait un facteur critique dans la fixation des prix intérieurs. Les acheteurs étaient (et sont) de grandes sociétés, bien informées, qui auraient eu accès aux produits importés, soit directement, soit par l'intermédiaire d'exploitants de terminaux. Dans le cas d'un marché comme celui du mazout où les indépendants étaient assez fermement implantés, les importations auraient de même exercé une forte pression sur les prix de gros des raffineurs. Cependant, cette pression aurait été moins forte dans le cas de l'essence puisque la place occupée par les indépendants sur le marché était plus restreinte et qu'un certain nombre d'entre eux avaient conclu des contrats à long terme.

Dans les années 1960 et au début des années 1970, les importations de produits finis ont été considérables dans l'ensemble. Comme l'illustre le tableau XI-1, le volume des importations a augmenté très rapidement, atteignant son sommet en 1969. Durant cette année, le mazout lourd représentait 49,0 p. 100 des importations, suivi des distillats moyens et de l'essence auto, qui représentaient respectivement 28,0 et 6,4 p. 100, ramenant à 16,6 p. 100 la part des autres produits. Pour estimer l'importance relative des importations de produits raffinés dans l'Est du Canada, il faut tenir compte du fait que la ligne de démarcation prévue par la politique pétrolière nationale n'était pas imperméable. Les statistiques officielles ne permettent cependant pas de déterminer quelle proportion des importations et déplacements de produits du Québec à l'Ontario se faisait à l'est de la ligne de démarcation. Lorsque le Québec et les provinces de l'Atlantique étaient envisagés comme une seule unité, les importations représentaient, par rapport aux ventes effectuées, 43,6 p. 100 du mazout lourd, 24,1 p. 100 du mazout léger et 7,8 p. 100 de l'essence. Dans la mesure où ces importations servaient indirectement à approvisionner l'Ontario des deux côtés de la ligne de démarcation, ces proportions surestiment la fraction des marchés de l'Est du Canada approvisionnés par les importations.

En outre, les larges écarts entre les prix de l'essence au détail d'un certain nombre d'indépendants et ceux des grandes sociétés pétrolières n'ont pas provoqué une diminution rapide des parts du marché que détenaient ces dernières. Les prix élevés que les *Majors* auraient pu pratiquer, à cause de leurs présumés surcoûts de brut, auraient entraîné des écarts relativement faibles si on les compare à ceux qui résultent d'autres différences de coûts entre les *Majors* et les indépendants.

En raison de droits de douane de 0,01 $ le gallon d'essence (0,35 $ le baril) les marchés de gros de l'essence au Canada sont restés un peu à l'écart des marchés européens et antillais. Quoique sa valeur reste inconnue, la différence entre le coût de transport du brut et celui d'un produit «noble» comme l'essence offrait sans doute une certaine protection additionnelle aux raffineurs locaux. Il est toutefois essentiel de reconnaître que ces barrières à l'importation de produits finis, bien qu'elles aient existé, n'ont vraisemblablement pas évolué de façon notable au cours des années 1960. (Le tarif douanier n'a pas varié, et toute variation possible du taux différentiel de transport n'aurait représenté que quelques cents le baril.) Ainsi, ces barrières auraient avantagé les raffineurs locaux au cours de la période où, selon les éléments de preuve présentés, il y avait de légers écarts entre les prix facturés aux filiales et les prix aux tiers. Avec l'élargissement de ces écarts, les raffineurs locaux n'ont disposé d'aucune autre protection qui leur aurait permis de répercuter leurs surcoûts sur les prix; toute tentative en ce sens aurait compromis leur situation sur le marché.

Au cours des audiences de la Commission, le Directeur n'a point prouvé qu'il y avait eu répercussion des surcoûts, quoiqu'il ait indiqué à plusieurs reprises qu'il comptait le faire.

Une répercussion généralisée des surcoûts sur tous les marchés était fort invraisemblable. Même sur le marché de détail de l'essence, par exemple, seule une répercussion limitée aurait été possible si les raffineurs locaux avaient déjà tiré parti des possibilités du marché avant de commencer à payer leur brut à des prix plus forts que les prix aux tiers. Cette conclusion, qui s'appuie sur des principes analytiques d'ordre général, est infirmée jusqu'à un certain point par les indications — à l'est et à l'ouest de la ligne de démarcation — des écarts de prix montrant que les coûts plus élevés du brut influaient sur les prix plus élevés de l'essence et, dans une moindre mesure, sur ceux du mazout léger, malgré l'absence de tout obstacle juridique aux mouvements des produits finis. Des firmes comme Petrofina ont en fait transporté des produits par-delà la ligne de démarcation, tandis que le fournisseur indépendant Caloil a vendu de grandes quantités de produits importés aux indépendants de l'Ontario.

Quelle que soit la valeur d'une estimation raisonnable des écarts entre les prix aux tiers et ceux facturés aux filiales canadiennes ayant des actionnaires minoritaires, la preuve ne permet pas d'émettre un avis catégorique quant à l'influence précise exercée par ces différences sur les prix de produits finis.

Qu'en est-il des autres effets signalés par le Directeur dans le cas où les coûts du brut n'ont pas été répercutés sur les consommateurs? Premièrement, dans l'état actuel des choses, il est virtuellement impossible de déterminer si

des firmes sont devenues moins concurrentielles sur certains marchés. Deuxièmement, devant les forts volumes de produits importés, principalement le mazout lourd mais aussi les distillats moyens, il y a en effet lieu de s'interroger sur le niveau des investissements dans le secteur du raffinage. Impériale, pour qui le mazout lourd constituait un dérivé, a expliqué que l'écart entre le prix du brut et celui du mazout lourd lui interdisait d'augmenter la production de ce dernier, en l'absence d'un marché capable d'absorber les autres dérivés auxquels cette production donnerait lieu. Toutefois, ni le Directeur ni Impériale n'ont apporté de preuves permettant une appréciation éclairée de cet argument.

Les effets de tout paiement excessif pour l'acquisition de brut importé auraient varié selon le mode de propriété de la filiale. Par exemple, les filiales sans actionnaires minoritaires n'auraient modifié aucune de leurs décisions portant sur les prix, les investissements ou autres variables puisque leurs dirigeants auraient fait la distinction entre le prix de cession interne servant à des fins fiscales et le prix du brut sur le marché libre. C'est ce dernier prix qui aurait servi de repère dans toute décision économique, ainsi que le montre clairement un document sur les investissements de Suncor Inc. (anciennement Sun Oil Company Limited), à l'époque où celle-ci était une filiale en propriété exclusive de Sun Company, Inc.

Les prix de cession interne n'auraient pas non plus influé sur les prix et la production lorsque bon nombre de filiales canadiennes ont créé leurs propres filiales étrangères. En vertu des lois fiscales canadiennes, les profits réalisés par des filiales étrangères de sociétés canadiennes pouvaient être rapatriés au Canada sans être assujettis à l'impôt canadien. Tout comme dans le cas des filiales en propriété exclusive de sociétés mères non canadiennes, c'est le coût du brut pour la société de commerce, plutôt que son prix de cession interne au Canada, qui constitue la variable économique déterminante du processus décisionnel.

Un autre élément de ce processus, en ce qui concerne les prix et les quantités produites, serait les avantages fiscaux qui découlent du recours à une filiale étrangère. Tant que les sociétés avaient la conviction qu'elles ne perdraient pas leurs avantages fiscaux, elles considéraient que le prix payé par leur filiale, moins les avantages fiscaux découlant du transfert des bénéfices non imposables, représenterait le coût net réel du brut. Le régime fiscal canadien pouvait donc amener les sociétés canadiennes dotées de filiales étrangères à accroître leurs investissements dans des activités en aval.

C'est seulement lorsque la filiale canadienne a des actionnaires minoritaires, dont ses dirigeants cherchent à protéger les intérêts, que le problème des surcoûts du brut importé sort du cadre purement fiscal (et de la

question à savoir si le public et les autorités disposent de données précises nécessaires à l'élaboration des politiques). Que des Canadiens participent partiellement à ces sociétés comporte au moins un avantage possible au point de vue national: les intérêts de la filiale, et donc du pays, prennent plus d'importance vis-à-vis des intérêts globaux de la société mère que dans le cas d'une filiale en propriété exclusive. Cet avantage sera plus ou moins réel, toutefois, suivant que les questions qui sont d'un intérêt capital pour la filiale l'emporteront sur celles qui le sont pour la société mère. Comme le révèlent les documents, les gestionnaires canadiens ont souvent négocié vigoureusement avec leurs sociétés mères respectives afin d'obtenir des prix plus avantageux; leurs documents internes font à maintes reprises mention du besoin d'obtenir des prix favorables pour protéger les intérêts des actionnaires minoritaires. Dans le cas du brut, par exemple, si la direction de la filiale ne réussit pas à ramener le prix du brut au niveau du prix aux tiers, non seulement le pays y perd t'il sur le plan fiscal, mais aussi sur celui de l'économie et des prix si les intérêts des actionnaires minoritaires sont pris en considération une fois que des prix supérieurs aux prix aux tiers sont payés.

Les prix auxquels les filiales canadiennes payaient leur brut ne donneraient habituellement pas matière à enquête en vertu de l'article 47. Cette question fait cependant partie des points litigieux qui ont été soulevés dans le Livre vert, et la Commission doit aux parties intéressées et au public d'y répondre le mieux possible. Bien que toute exagération du coût du brut aurait eu une influence certaine sur la fiscalité et l'information utilisée par les officiels de l'État, on peut aussi concevoir qu'elle aurait entraîné une hausse des prix de certains produits et une réduction des investissements de la part des sociétés pétrolières.

3. L'environnement international et national

Avant d'examiner les prix du brut importé payés par les filiales canadiennes, il faut faire état de certaines caractéristiques de l'environnement international et national.

Les grandes sociétés pétrolières multinationales (Exxon, Mobil, Texaco, Standard Oil of California, Gulf, BP et Shell) ont connu dans les années 1960 et 1970 un certain recul en tant que fournisseurs. Au cours des années 1970, ces sociétés ont été supplantées par les pays producteurs eux-mêmes, et, jusqu'à un certain point, par d'autres sociétés pétrolières.

Au cours des années 1960, les grandes sociétés intégrées durent relever le défi que leur lançaient d'autres sociétés intégrées privées et des sociétés d'État implantées en Europe et en Amérique du Sud. Ces sociétés puisaient

leur force dans la découverte de nouvelles sources d'approvisionnement en dehors des régions où les grandes sociétés intégrées détenaient la majeure partie des réserves de brut. Aux États producteurs traditionnels (Venezuela, Iran, Iraq et Arabie saoudite) vinrent s'ajouter des pays de l'Afrique du Nord, du golfe Persique et de l'Extrême-Orient. L'arrivée de la Libye a eu une importance particulière, étant donné que ses gisements ont été surtout mis en valeur par des sociétés intégrées qui n'avaient pas été propriétaires de réserves importantes à l'extérieur des États-Unis jusqu'alors. Ces firmes, dont l'intégration se limitait aux États-Unis, devaient respecter les quotas d'importation de ce pays. Le brut qu'elles produisaient eut donc tendance à ne pas emprunter les canaux des sociétés intégrées. La Libye était d'ailleurs bien située par rapport aux marchés européens. Les nouvelles sources de brut et le nombre croissant de sociétés présentes sur le marché ont intensifié la concurrence et provoqué une baisse des prix mondiaux. Aux facteurs déjà en jeu s'ajoutaient les pressions que les pays producteurs traditionnels exerçaient sur les sociétés exploitant des concessions sur leurs territoires respectifs pour que celles-ci augmentent leur production, ce qui assurerait ainsi à ces pays un accroissement de leurs redevances et de leurs recettes fiscales.

Les grands courants de brut restaient cependant principalement confinés aux sociétés intégrées. Selon des données influentes, c'était le cas de 80 p. 100 des approvisionnements internationaux de brut à la fin des années 1960.

Le marché de l'Est du Canada, ouvert au brut importé, était entouré de marchés protégés aux prix élevés. Le régime de contingentement américain isolait effectivement les États-Unis des pressions de la concurrence internationale, tant pour ce qui est du brut que des produits finis. Quoique certains produits aient franchi la ligne de démarcation, exerçant sans doute ainsi une certaine contrainte sur les prix, on a pu observer des écarts appréciables en ce qui concerne les prix de l'essence et, dans une moindre mesure, du mazout. On peut prétendre que dans le cas des marchés du Québec, en particulier, leur proximité aux marchés de produits à prix plus élevés des États-Unis et de l'Ontario aurait éliminé une source de pressions politiques et économiques en faveur d'une réduction des prix.

Il est possible d'alléguer que ces facteurs auraient pu entraîner des prix de produits plus élevés que ceux ayant cours sur le marché mondial, ce qui aurait pu amener les sociétés consommatrices de brut à exercer moins de pression sur leurs fournisseurs en vue de les amener à réduire leurs prix. Selon un tel raisonnement, le niveau des prix du brut aurait été partiellement fonction des prix des produits raffinés. La répercussion des coûts se serait pratiquée à rebours. Les éléments de preuve sur le coût du brut, dont il sera question plus loin, révèlent que ce présumé facteur ne s'appliquait pas aux

transactions entre tiers. Une variante de cet argument, qui porte sur les particularités de l'Est du Canada et plus généralement sur l'Amérique du Nord, veut que les prix du brut aient varié selon les marchés, les prix ayant tendance à être plus élevés sur les marchés les plus protégés. Ainsi, les prix auraient été plus élevés en Amérique du Nord qu'en Europe en raison des barrières que les États y dressaient contre l'importation du brut.

Le gouvernement des États-Unis exerçait par ailleurs, pour des raisons politiques, certaines pressions sur le Canada afin qu'il maintienne ses importations de brut vénézuélien. Le Venezuela lui-même et les sociétés ayant un important actif dans ce pays auraient cherché à préserver ou à accroître le niveau de production. Il semble que le Venezuela a aussi exercé des pressions sur les sociétés exploitantes pour qu'elles ne réduisent pas leurs prix, facteur qui aurait eu de l'importance aussi longtemps que ces prix correspondaient aux prix affichés, ces derniers étant utilisés pour déterminer le taux d'imposition dû au gouvernement vénézuélien.

Les deux objectifs du gouvernement vénézuélien — accroître la production et maintenir les prix — étaient contradictoires. Pour les concilier, il aurait fallu que les fournisseurs de brut appliquent efficacement une politique faisant varier les cours du marché en fonction de la valeur concurrentielle des produits de remplacement. Cela aurait nécessité que les ventes soient effectuées caf, ou qu'il y ait un certain contrôle de la revente du brut acheté fob; sinon, rien n'aurait empêché les sociétés qui avaient acheté leur brut à bon compte de le revendre sur des marchés à prix forts. Les données sur les transactions à terme entre tiers fournissent des exemples de prix tant fob que caf. Toutefois, les données sur ces deux types de transactions ne sont pas disponibles pour le Venezuela. Nous reprendrons l'examen de cette question lorsque nous aborderons les éléments de preuve sur la fixation des prix du brut.

Parmi les différents facteurs qui influaient sur les prix auxquels les filiales canadiennes payaient leur brut, ce sont les lois fiscales des États-Unis et du Canada qui avaient la plus grande portée. Comme on le verra plus loin, les multinationales américaines avaient avantage à facturer les prix les plus élevés possibles à leurs filiales de par le monde, étant donné qu'elles pouvaient défalquer de leurs impôts exigibles aux États-Unis les impôts payés sur les profits découlant de la vente de brut produit à l'étranger.

4. Les profits de source étrangère et les crédits d'impôt du gouvernement américain

Au cours des premières années de l'après-guerre, les sociétés pétrolières ont été amenées à augmenter leurs versements aux pays producteurs. Le

régime des concessions, par sa nature même, ne pouvait satisfaire les gouvernements de ces pays désireux d'exercer une influence plus grande sur le rythme de production du brut ou sur les décisions touchant l'exploitation de cette ressource. (Au cours des années 1960, à mesure que ces États cherchaient à intensifier leur emprise sur leur patrimoine pétrolier, la survie des concessions jusqu'à la fin de leur contrat est devenue de plus en plus aléatoire.)

Pendant un certain temps, dans les années 1950 et 1960, les États d'origine ont pu partiellement satisfaire leurs besoins croissants de recettes pétrolières grâce au jeu complexe des systèmes d'imposition réciproques des pays producteurs et consommateurs.

Les politiques fiscales des pays producteurs et consommateurs, et plus particulièrement celle des États-Unis, encourageaient les sociétés inter ou multinationales à complexifier leurs réseaux d'entreprises et à différencier leurs prix dans le but de réduire au minimum leur dette fiscale.

Sur la recommandation du Conseil national de sécurité, le Trésor américain décidait, à la fin de 1950, de permettre à la société Aramco de considérer les redevances qu'elle versait à l'Arabie saoudite comme des impôts versés au gouvernement de ce même pays. L'effet d'une telle mesure a été spectaculaire puisqu'elle autorisait Aramco à défalquer ses redevances de tout impôt autrement dû au gouvernement des États-Unis au lieu de les déduire comme dépense d'exploitation normale dans le calcul de ses bénéfices nets. Si les impôts versés à l'Arabie saoudite et à d'autres États producteurs avaient été considérés comme de simples frais d'exploitation (ce qui était le cas des redevances), les bénéfices par baril des concessionnaires auraient été soumis aux fluctuations des prix du marché. En vertu des lois américaines sur le revenu en vigueur depuis 1918, les impôts payés à l'étranger n'étaient pas considérés comme des dépenses. Sous réserve de certaines restrictions qui ont été quelque peu atténuées au cours des années, les impôts payés à l'étranger pouvaient être portés directement au crédit des impôts versés aux États-Unis. On cherchait par là à éviter la double imposition des revenus que les grandes sociétés pétrolières américaines percevaient à l'étranger. Cette modalité transférait les dollars payés en impôts du Trésor américain aux États producteurs et aux sociétés pétrolières intégrées.

L'augmentation des impôts versés aux États d'origine n'accablait pas outre mesure les multinationales établies aux États-Unis puisque celles-ci bénéficiaient par le fait même d'un crédit presque équivalent à cette augmentation, applicable aux impôts payés dans le pays de résidence (le seul écart provenant des différences entre les taux d'imposition). En fait, les recettes fiscales sont simplement passées du Trésor américain, ou des

autorités chargées de percevoir les impôts dans les autres nations consommatrices, aux coffres des États d'origine. Ce changement a peu influé sur le fonctionnement des sociétés pétrolières tant que le cours du marché est demeuré voisin des prix affichés qui servaient au calcul des impôts payés à l'étranger. Cependant, lorsque le prix du brut est devenu inférieur au prix affiché, les sociétés ont vu leurs bénéfices par baril se résorber, même si leurs revenus totaux continuaient d'augmenter grâce à la croissance des ventes. Les crédits accumulés au chapitre des impôts payés à l'étranger ont tôt fait d'excéder les impôts exigibles aux États-Unis. Cet excédent totalisait environ 120 millions de dollars en 1962 et atteignait près de 800 millions de dollars en 1969[1].

Toute multinationale cherche à maximiser ses profits à l'échelle du globe sous réserve des contraintes que lui imposent les pays d'accueil et à la condition que ses filiales locales demeurent rentables. Cette stratégie d'ensemble a obligé les sociétés pétrolières multinationales ayant leur siège social aux États-Unis à accorder une attention des plus sérieuse, pour la fixation de leurs prix de cession interne, à la corrélation existant entre la nécessité croissante de partager avec les États d'origine les revenus provenant des gisements pétrolifères et les possibilités que leur offrait les lois fiscales américaines.

L'écart considérable entre les prix affichés et le coût de production a rendu le brut du Moyen-Orient extrêmement avantageux. La majorité des «profits» tirés de son exploitation étaient, en fait, des profits théoriques, puisque les sociétés vendaient peu de brut à des tiers. Le taux d'imposition dont l'Arabie Saoudite grevait les bénéfices d'Aramco s'élevait à 50 p. 100. Le consortium devait aussi payer des impôts aux États-Unis, mais en vertu des lois américaines, les impôts payables à des gouvernements étrangers pouvaient être déduits de ceux qu'une société devait verser aux États-Unis sur son revenu perçu à l'étranger. Ainsi, la règle de partage égal des bénéfices, en vigueur au Moyen-Orient, a eu simplement pour effet de transférer les impôts d'Aramco des États-Unis à l'Arabie Saoudite, dans la mesure où ces paiements pouvaient être considérés comme des impôts sur le revenu. En outre, la fiscalité américaine subventionnait la production du brut, sous la forme d'une provision pour reconstitution des réserves prélevables sur le revenu non imposé. Il était donc avantageux, pour les sociétés pétrolières américaines à intégration verticale, d'affecter à la production du brut la plus grande part possible de leurs bénéfices intégrés (ou du moins, dans le cas de la production «étrangère», jusqu'à la limite des crédits d'impôts accessibles).

---

1. Les cinq *Majors* américaines à elles seules ont revendiqué 18 milliards de dollars en crédits d'impôts payés à l'étranger en 1977. Au mois de novembre 1980, le Département du Trésor a finalement proposé de nouveaux règlements relatifs aux recettes fiscales afin d'effectuer des changements dans le crédit applicable aux impôts payés à l'étranger.

Ces changements ont vivement incité les grandes sociétés pétrolières installées aux États-Unis à attribuer la plus large partie possible de leurs bénéfices aux pays producteurs puisque, en réalité, le taux d'impôt marginal sur le revenu perçu dans ces pays demeurait nul. Par exemple, si une multinationale implantée aux États-Unis augmentait son revenu perçu en Arabie saoudite en élevant le prix de cession interne du brut expédié au Canada, les impôts applicables à ce supplément de revenu étaient couverts par les crédits d'impôt déjà obtenus. Décidait-elle, au contraire, de consentir le prix le plus bas (prix aux tiers), sachant qu'elle pouvait combler son manque à gagner par ses ventes sur le marché canadien, elle devait alors payer au Canada des impôts sur ce revenu. Ainsi, les profits des multinationales augmentaient avec la part de revenu qu'elles pouvaient déclarer avoir perçue dans les pays producteurs (ou, comme on l'explique plus loin, grâce à leurs filiales installées dans des paradis fiscaux) plutôt que sur le territoire des nations consommatrices, où le revenu net à inclure dans le calcul final des bénéfices était minoré par l'imposition de taxes additionnelles.

Les lois fiscales américaines s'appliquaient sans équivoque aux sociétés mères d'Impériale, Texaco, Gulf et Sun. Parmi ces sociétés, seule Sun n'avait pas d'actionnaires minoritaires. La situation fiscale exacte de BP et de Shell n'est pas connue. Jusqu'en 1970, BP Canada était une filiale en propriété exclusive de sa société mère britannique, tandis que Shell Canada, associée au groupe Royal Dutch-Shell, du Royaume-Uni et des Pays-Bas, avait des actionnaires minoritaires canadiens pendant cette période. Ces deux sociétés ont déclaré à la Commission que les lois du Royaume-Uni ne prévoyaient pas pour elles des avantages ou des stimulants fiscaux analogues à ceux du régime fiscal américain.

Une disposition des lois fiscales canadiennes encourageait les sociétés à fixer le prix de leur brut importé au Canada à un niveau plus élevé que celui du prix aux tiers. Comme il a été mentionné plus tôt, les sociétés canadiennes pouvaient rapatrier au Canada les dividendes qu'elles tiraient de leurs filiales implantées à l'étranger sans que ces dividendes soient soumis aux impôts frappant les sociétés.

En 1959, Petrofina Canada s'est dotée d'une filiale étrangère, la société Pannac, qui avait pour mission de l'approvisionner en brut et de lui assurer des services d'expédition. Les éléments de preuve présentés montrent que les gains et les dividendes de Pannac rapatriés par Petrofina Canada devaient refléter les profits que Petrofina S.A. tirait du brut utilisé par sa filiale canadienne.

De 1966 à 1974, Ultramar Canada Inc. (appelée à l'époque Golden Eagle Canada Ltd.) achetait son brut par l'entremise d'une filiale en propriété

exclusive, Ultramar Liberia Ltd. De 1970 à 1975, Murphy Oil Quebec Ltd. (rebaptisée Spur Oil Ltd. en 1976) était seule propriétaire d'une filiale, la société Tepwin Company Ltd. Irving Oil Ltd. a commencé en 1971 à se procurer du brut par l'entremise d'Irvcal, société implantée aux Bermudes. De 1968 à 1973, Impériale effectuait ses achats en passant par Albury Company Ltd., sa filiale en propriété exclusive. De 1955 à 1963, elle achetait ses services de transport maritime par l'entremise de Caribbean and Transport Incorporated (installée à Panama) et, de 1964 à 1973, par l'entremise de Western Oil and Trading Company Ltd. (installée aux Bahamas). Par ailleurs, les sociétés Gulf, Shell et Texaco ne s'étaient pas dotées de telles filiales pour se ravitailler en brut.

Le fisc canadien encourageait les sociétés à faire en sorte que le prix de cession interne de leur filiale étrangère soit aussi élevé que le permettaient les autorités fiscales canadiennes. Tous les profits résultant de l'application de cette politique, et que percevait la filiale étrangère en propriété exclusive pouvaient alors être déclarés au gouvernement du Canada à titre de dividendes, sans être grevés d'impôts, ce qui réduisait les coûts nets d'impôt du brut importé. Si, au contraire, la filiale canadienne s'était approvisionnée en brut auprès de sa société mère établie à l'étranger en lui versant le prix aux tiers, la part de ses bénéfices associés à ses activités de raffinage aurait été des plus importante, et les impôts recueillis par le fisc canadien plus élevés. Ainsi, même les filiales canadiennes, dont les sociétés mères établies à l'étranger achetaient leur brut à un prix aux tiers, étaient incitées à tirer parti des avantages fiscaux prévus par les lois existantes pour réaliser des bénéfices sur les transactions entre tiers, dans la mesure où cette pratique n'allait pas à l'encontre de leurs obligations envers leurs actionnaires minoritaires. Il est à noter que même une filiale canadienne à 100 p. 100 était encouragée par les lois fiscales canadiennes à se doter d'une société de commerce à l'étranger. La preuve montre que la Canadian Oil Companies Limited, entreprise de raffinage et de commerce installée en Ontario et en Alberta et acquise par Shell en 1963, avait eu un négociant étranger.

L'évasion fiscale, comme l'impôt lui-même, existera toujours. Dans l'industrie pétrolière canadienne, elle a été favorisée et rendue possible parce qu'il était très difficile pour le fisc de connaître les niveaux de prix pratiqués pour des transactions comparables entre tiers. Comme on l'a déjà dit, aucune société canadienne n'importait de brut d'une société séparée, que la société mère établie à l'étranger ait ou non produit ou acheté le brut expédié au Canada. A l'échelle internationale, vers la fin des années 1960, environ 80 p. 100 du brut était importé de cette façon. Il semble que ce pourcentage ait été plus élevé avant les années 1960. On possède un certain nombre de renseignements sur les prix du brut produit au Moyen-Orient et cédé à des tiers, mais bien peu sur le brut vénézuélien.

Les agents du fisc connaissaient toutefois les prix payés par les sociétés canadiennes. Comme on le verra dans la prochaine partie, les prix payés par divers acheteurs variaient beaucoup, ce qui soulève évidemment certains points d'interrogation: par exemple, pourquoi une société mère accorderait-elle à sa filiale un prix de vente inférieur à celui qu'elle pourrait obtenir d'un tiers? Est-il vrai que les prix payés par une société comme BP Canada n'étaient pas offerts aux autres clients, actuels ou éventuels, de sa société mère? Et comment expliquer l'existence de prix beaucoup plus élevés que ceux payés par BP Canada? Il semble donc qu'on aurait pu tirer d'un certain nombre d'achats de brut effectués par diverses sociétés des renseignements qui auraient permis d'évaluer les prix. En 1967, d'après les renseignements disponibles pour la période allant de 1961 à 1965, le ministère du Revenu national a décidé que le prix affiché moins 12 p. 100 servirait, comme valeur réelle du marché, à évaluer les prix de cession interne de tous les bruts. Pour choisir un tel étalon, le Ministère, semble-t-il, s'était fondé sur la moyenne des rabais offerts à Impériale en 1961.

Le prix affiché était celui que les grandes sociétés consommatrices se disaient disposées à payer pour des bruts particuliers. Avant que le marché ne se déstabilise à la fin des années 1950, les prix affichés coïncidaient sans doute vraiment avec le prix des transactions. Mais, devant les baisses autoritaires de prix pratiquées par les sociétés pétrolières, les pays producteurs ont bloqué ces prix affichés qui servaient au calcul des redevances et des impôts. En fait, les prix affichés sont devenus des prix de référence fiscale. Par ailleurs, les prix aux tiers et, dans une moindre mesure, les prix des ventes effectuées à l'intérieur des sociétés intégrées ont suivi leur propre cours, au gré des forces du marché et des pressions exercées par les autorités fiscales des gouvernements consommateurs pour des prix plus réalistes.

Le ministère du Revenu national a également étudié le fonctionnement des sociétés de commerce étrangères. Ce faisant, il voulait savoir si ces sociétés exerçaient une fonction légitime ou si elles avaient été créées seulement à des fins d'évasion fiscale. L'application de la formule «prix affiché moins 12 p. 100» et la mise en doute, par le Revenu national, du caractère légitime de certaines filiales étrangères, donnèrent lieu à plusieurs avis de nouvelles cotisations d'impôt dont certains furent contestés devant les tribunaux. Aucune des grandes sociétés intégrées n'a fait l'objet d'une nouvelle cotisation d'impôt appréciable.

5. Les renseignements sur les comparaisons de prix

Habituellement, les sociétés canadiennes s'approvisionnaient en brut importé auprès de leur société mère et de leurs actionnaires majoritaires. La preuve documentaire montre clairement que les sociétés canadiennes

n'auraient pas été autorisées à acheter leur brut d'une société non-affiliée. Compte tenu de ce que l'on sait, le contraire serait étonnant. Plusieurs sociétés ont toutefois nié ne pouvoir acheter d'une société indépendante. Leurs dirigeants ont déclaré que leurs sociétés étaient libres d'acheter d'un tiers, mais que, selon eux, cette pratique ne les aurait pas avantagées à long terme.

Pour le Livre vert, il convenait surtout de se demander si les prix auxquels les sociétés canadiennes payaient leurs achats de brut importé étaient supérieurs à ceux qui étaient facturés aux tiers[2]. Pour répondre à l'hypothèse que cette question soulève, il faudrait examiner les transactions analogues réelles. L'évaluation des transactions entre sociétés associées à des fins fiscales repose sur la notion de «juste valeur du marché». On devrait pouvoir tirer des données empiriques des transactions entre sociétés indépendantes ou entre tiers. Étant donné la nature diverse des transactions considérées, aucun jeu de celles-ci ne peut être utilisé comme modèle de transactions effectuées au «juste cours du marché», ou comme modèle de transactions entre tiers ou de transactions «sans lien de dépendance». On ne dispose en définitive que d'un amalgame de renseignements dont l'évaluation repose sur des jugements difficile à poser.

Pour évaluer le niveau des prix facturés aux filiales canadiennes pour leurs importations de brut, on dispose de plusieurs sources de renseignements. Elles figurent à l'annexe E. Les données tirées de toutes ces sources, sauf une, figurent dans les tableaux de l'annexe F.

Des documents extraits des dossiers de sociétés pétrolières constituent la première de ces sources d'information. Ils renferment les vues exprimées par les dirigeants des sociétés Sun, Impériale, Texaco et Gulf en ce qui a trait aux prix qu'ils payaient pour le brut. Tous ces dirigeants n'ont pas exprimé leurs vues de la même façon ou en citant les mêmes exemples, mais tous étaient d'accord pour dire que les prix qu'ils payaient à leurs fournisseurs associés étaient plus élevés que les prix offerts par les tiers. Les sociétés

2. La preuve documentaire a, par ailleurs, laissé entendre que les bruts achetés par les filiales de leur société mère étaient parfois de qualité inférieure à ceux qu'elles pouvaient obtenir de tiers au même prix. Cette question n'a pas fait l'objet d'un examen systématique puisque, pour y répondre, il aurait fallu mener une enquête distincte, très technique. Vu l'insuffisance des éléments de preuve s'y rattachant, il est impossible d'apprécier ce facteur. Il reste néanmoins, étant donné que les filiales ne pouvaient vraisemblablement pas effectuer leurs achats en toute liberté et que les caractéristiques propres à chaque raffinerie et ses besoins particuliers en fait de mélanges de bruts sont des éléments importants à considérer dans le choix d'un brut, que ce facteur aurait pu influer de façon assez appréciable sur le prix de revient des raffineries. Cependant, il s'agit là d'un domaine où l'on ne peut imposer de lignes de conduite. Comme pour d'autres questions touchant l'efficacité de l'exploitation, les renseignements indispensables sont très difficiles à obtenir, et c'est sans doute ce qui empêche le fisc ou les actionnaires minoritaires d'intervenir.

pétrolières ont soutenu que les documents n'indiquaient que des vues exprimées par les dirigeants de ces sociétés dans le cadre de négociations avec leurs fournisseurs. Cette interprétation pourrait s'appliquer à certains de ces documents, mais non à d'autres.

Les données les plus explicites pour une comparaison entre les prix payés par une filiale et ceux payés par des tiers figurent dans les documents de planification de la société Sun Canada. Le point de comparaison était le prix que la société mère de Sun pouvait obtenir de ses ventes de brut Lagomedio vénézuélien à d'autres pays de l'Amérique du Sud et en Europe en plus de l'information disponible sur le prix du marché du brut Lagomar qu'elle obtenait du groupe Shell au Venezuela. La société Sun considérait comme particulièrement importantes ses ventes aux tiers, étant donné qu'elle ne pouvait vendre à ses sociétés associées qu'une part relativement minime (environ 20 p. 100) de sa production vénézuélienne de brut Lagomedio. Ces ventes effectuées sans lien de dépendance étaient considérées comme des «valeurs d'option», c'est-à-dire autres que celles que la société mère pouvait obtenir des ventes de brut non destinées à sa filiale canadienne. Ce sont ces valeurs d'option, plutôt que les prix de cession interne réels, que la société Sun Canada a utilisées dans ses documents de planification.

Avant d'accorder quelque valeur que ce soit à ces données, il faut déterminer si certains pays ont fait l'objet des pratiques discriminatoires qu'on vient de mentionner et, le cas échéant, dans quelle mesure il en a été ainsi. Si l'on fait abstraction du fait que le client ait pu se livrer à un arbitrage, pourquoi la société Sun aurait-elle accepté de céder son brut à des prix plus bas en Allemagne et au Brésil que ceux qu'elle aurait pu obtenir en Amérique du Nord? Et même s'il est vrai que le gouvernement vénézuélien était préoccupé par la vente de son brut à rabais sur les marchés où il était traditionnellement fort, il est difficile de croire qu'une société se serait privée — délibérément — de la possibilité d'obtenir de meilleurs prix. La société Sun a été acculée à vendre son brut à bas prix parce qu'elle ne disposait pas d'un grand nombre de marchés. Si les filiales canadiennes d'autres multinationales avaient pu acheter de la société Sun, celle-ci aurait eu avantage à leur vendre son brut à un prix plus élevé que celui qu'elle obtenait de certains de ses clients implantés ailleurs qu'au Canada.

Dans les tableaux de l'annexe F, les valeurs d'option de la société Sun servent d'exemple, parmi d'autres, de prix aux tiers. Elles ont été employées à cette fin non seulement à cause des considérations qui précèdent, mais aussi parce que leur niveau est conforme avec les prix aux tiers, connus ou estimés, payés par la société mère d'Ultramar, de Petrofina et de Murphy, pour le brut vénézuélien utilisé dans l'Est du Canada. Un autre groupe de prix aux tiers qui a été établi à partir de l'information disponible sur les prix du

marché relevée des documents de Sun (et des données d'Esso International ci-dessous énoncées) paraît aussi aux tableaux de l'annexe F comme fourchette de prix.

L'information que renferment les documents d'autres sociétés est beaucoup moins explicite que celle qui vient d'être exposée, même si elle fait état de prix précis. Le fait que la société Sun Canada était une filiale en propriété exclusive (et que le groupe Sun était beaucoup plus petit que les autres sociétés) explique probablement pourquoi les dirigeants des filiales canadiennes disposaient d'une information plus complète que celle des dirigeants des autres filiales. Pourtant, une importance considérable doit être accordée aux vues exprimées par les dirigeants de Sun Canada. En effet, comme le prix du brut était un important déterminant de la performance économique des sociétés canadiennes pour lesquelles ces dirigeants travaillaient, ils avaient donc tout intérêt à se renseigner sur les prix aux tiers. Disposant également de renseignements sur les prix mondiaux des produits finis, ils auraient pu, grâce à leur expérience du domaine, évaluer les valeurs de brut qui leur servaient de fondement.

L'existence même des filiales étrangères suggère que les prix de cession interne des sociétés pétrolières verticalement intégrées étaient assez élevés. La création de ces filiales, par l'entremise desquelles s'effectuait l'acquisition du brut et des services de transport, laisse supposer qu'il existait un écart entre les prix aux tiers et les prix se pratiquant entre sociétés associées, écart dont on pouvait tirer parti. Dans la plupart des cas, les prix payés par le négociant étranger ou en son nom sont connus. Dans le cas de Petrofina, les prix aux tiers ont été calculés en soustrayant les dividendes ou bénéfices nets par baril du négociant étranger du prix de cession interne entre ce même négociant et sa société mère au Canada. Étant donné que ces données constituent les prix effectivement payés pour leurs acquisitions de brut par les sociétés au Canada, ou les meilleures estimations de ces prix, ce sont là les évaluations les plus solides des prix que les filiales canadiennes auraient eu à payer si elles avaient eu la possibilité de faire appel à d'autres fournisseurs que leur société mère.

Les prix réels payés par Petrofina S.A. ne sont pas connus. Mais, selon une opinion assez répandue dans le milieu, Petrofina S.A. obtenait son brut à un prix très favorable. Cependant, il n'existe aucun moyen d'évaluer ces prix avec certitude. La seule information précise à ce sujet vient d'une note sur les achats du brut Lagomedio rédigée en 1963 par un dirigeant de Gulf, à la suite d'une conversation avec un dirigeant de Petrofina Canada. Les grands facteurs à considérer dans l'évaluation des prix aux tiers sont les suivants: les prix payés par le négociant étranger pour du Lagomedio n'étaient pas les mêmes que ceux faits aux tiers, ils étaient plus élevés; les profits du négociant

provenaient donc d'autres activités, ce qui lui permettait d'obtenir un bénéfice net; les dividendes que le négociant remettait à Petrofina Canada servaient à compenser la différence entre le prix de cession interne demandé pour le Lagomedio et le prix effectif aux tiers. Ce dernier élément signifie qu'on peut calculer le prix aux tiers pour le Lagomedio en soustrayant les dividendes reçus du prix de cession interne afin d'obtenir les prix aux tiers de Petrofina S.A.

Cette méthode de calcul, qui peut s'appliquer à la période de 1962 à 1968, permet d'arriver à une estimation du prix du brut vénézuélien Lagomedio. La variété de bruts importés par Petrofina Canada au cours d'autres années est trop grande pour qu'on puisse établir un rapport entre les dividendes par baril et les prix de bruts particuliers. Les prix approximatifs fob de cession aux tiers du brut Lagomedio pratiqués par Petrofina S.A. se rapprochent beaucoup plus (tout en restant plus élevés) des prix reçus par la Sun Venezuela que des prix payés par les grands raffineurs à leurs sociétés associées. Ils se rapprochent aussi des prix payés pendant trois ans pour le Lagomedio par le négociant étranger d'Ultramar et d'un prix d'achat payé par Murphy au cours d'une autre année.

Même si Impériale n'était pas toujours tout à fait au courant des charges qu'entraînaient, pour ses concurrents, leurs acquisitions de brut, ses estimations des coûts de Petrofina pour la période de 1967 à 1970 sont très proches des coûts fob estimatifs que Petrofina a supportés pour se procurer du brut Lagomedio après défalcation des dividendes obtenus de Pannac. L'estimation faite par Impériale en 1968, au sujet de prix relevés en 1967 et en 1968, s'appuyait sur des renseignements qu'Exxon lui avait communiqués au sujet de son offre, refusée, à Petrofina S.A. L'offre retenue était certainement un peu moins élevée. Elle s'appliquait à du brut vénézuélien Tia Juana moyen — et non à du Lagomedio — mais, en effectuant le rajustement habituel de 0,02 $ par degré API, Impériale a été en mesure d'établir le coût du brut Lagomedio de Petrofina S.A. Pour toute cette période, il faut toutefois accorder beaucoup moins de crédit aux coûts approximatifs du Lagomedio de Petrofina S.A. qu'aux autres prix aux tiers en raison des activités diverses auxquelles se livrait sa filiale étrangère.

La valeur d'option de Sun est fondée sur les prix effectifs des transactions. Dans le cas du brut vénézuélien Tia Juana moyen, les prix payés par Ultramar sont négociés, tout comme le sont les prix facturés à la société Murphy pour les bruts iraniens et vénézuéliens légers.

Les sociétés Ultramar et Murphy avaient négocié l'achat de leur brut au moyen de contrats à long terme. On ignore la durée des contrats signés par

Petrofina S.A., mais il n'y a aucune raison de croire que son approvisionnement n'était pas également assuré grâce à des contrats à long terme. La comparaison de prix la plus pertinente semblerait être celle qui a pour point d'appui l'année de la signature du contrat puisqu'elle tient compte de renseignements concrets; si ce sont les années qui ont suivi la signature du contrat qui servent de référence, on utilise alors des prix établis à partir de prédictions sur le jeu futur des forces du marché formulées au moment de la signature du contrat. Par contre, si l'on compare les prix de cession interne entre société mère et filiale à certains prix aux tiers, il faut alors utiliser les données applicables à toute la période à l'étude. C'est de cette façon que l'on a procédé à l'annexe F et dans les tableaux qui suivent faisant un résumé des comparaisons.

Une autre série de prix aux tiers est celle pratiquée par Esso International (Exxon) ou par Creole, la société de production créée par Exxon au Venezuela. Impériale a déposé cette information à titre de preuve visant à justifier les prix qu'elle avait payés à sa société mère. Des transactions portant sur un certain nombre de types de bruts sont évoquées dans cette preuve, mais il n'a été possible d'effectuer une comparaison valable qu'à l'égard du vénézuélien moyen, les transactions portant sur les autres bruts étant trop peu nombreuses. Les contrats qui étaient à l'origine de ces transactions n'ont pu être consultés. Tant les transactions au jour le jour que les transactions à terme d'une durée indéterminée ont été incluses. La Commission éprouvait des doutes quant au crédit qu'il fallait accorder à l'information sur les prix présentée à l'origine, parce qu'elle ne pouvait établir avec certitude sur quels genres de transactions cette information portait. Elle trouvait particulièrement préoccupant le fait que les sociétés qui étaient à la fois acheteuses et vendeuses avaient intérêt — du point de vue fiscal — à payer des prix élevés lorsqu'elles savaient qu'elles pourraient elles-mêmes obtenir des prix élevés. Cette façon d'agir permettait de procéder à un transfert de profits aux pays producteurs. Dans de telles circonstances, prix aux tiers et prix du marché libre ne sont pas synonymes. Ce sujet de préoccupation a donc incité la Commission à demander à Impériale de ventiler les transactions en deux catégories: celle des acheteurs disposant de réserves de brut et celle des acheteurs sans réserves. (Ont été incluses dans cette dernière catégorie des sociétés qui disposaient peut-être de réserves limitées de brut.)

Dans son plaidoyer final, le Directeur a exhorté la Commission à n'accorder aucun crédit aux données rassemblées par Exxon, soutenant qu'il s'agissait d'une preuve intéressée dont le contre-interrogatoire ne pouvait établir la véracité sans la corroboration des contrats. La Commission estime toutefois qu'il faut accorder un certain crédit aux transactions portant sur le brut vénézuélien moyen.

Les prix fournis dans la presse pétrolière constituent une autre source de renseignements. Y sont inclus les prix aux tiers au jour le jour et à terme relevés dans l'industrie par des chercheurs, soit le professeur M.A. Adelman et M. W.L. Newton. On s'est fondé sur les prix à terme pour effectuer les comparaisons qui suivent. Les prix au jour le jour donnent, certes, une indication valable des forces du marché au moment voulu, mais il est peu probable que les raffineurs auraient consenti à compter uniquement sur le disponible pour répondre à leurs besoins. Ce sont donc surtout les contrats à terme qui illustrent le mieux la pérennité de la relation société mère-filiale.

La dernière série de renseignements porte sur des estimations relatives aux coûts de production de sociétés à plusieurs endroits du globe. Ces coûts comprennent les paiements effectués aux pays producteurs sous forme de redevances, de taxes et de coûts de production, affectés ou non d'un taux de rendement du capital investi. Ces renseignements sur les coûts (taxes incluses) et les prix d'approvisionnement concurrentiels n'ont pas de rapport direct avec l'objet de la présente étude. Ils ne donnent qu'une idée approximative de la pertinence des données sur les prix aux tiers par rapport aux coûts. Les prix aux tiers dépassent en général sensiblement ces coûts approximatifs, sauf en ce qui concerne les prix approximatifs payés pour les bruts du Moyen-Orient par Petrofina au début des années 1970 et par la société étrangère du groupe Irving, entre 1972 et 1975.

Les prix payés par Irving Refining Limited n'ont pas été inclus dans les tableaux récapitulatifs du présent chapitre, quoique les prix de cette société et ses contrats en matière d'achat sont examinés en détail à l'annexe E. On a dû procéder ainsi parce qu'il est très difficile, vu le peu de renseignements disponibles, de définir la relation existant entre Irving Refining Limited et Standard Oil Company of California (SOCAL), société dont elle obtenait son brut et qui détenait à l'origine 51 p. 100 des actions de la Irving Refining Limited, et 49 p. 100 de celles de la Irving Oil Company Limited (société de commerce et de distribution du groupe Irving). Cette répartition des actions de ces diverses sociétés porte à croire que seule une relation de partenaires pouvait les unir de façon durable, quelle que soit la nature juridique de leurs rapports. Si l'on s'en tient uniquement à la propriété des actions, on peut dire que SOCAL a exercé son emprise sur la société de raffinage jusqu'en juin 1973.

De toute façon, les prix payés par Irving Refining Limited au cours des années 1960 étaient les plus élevés que payaient tous les importateurs canadiens. Ces prix étaient liés aux prix affichés alors que les prix des transactions ne cessaient de régresser et étaient bien au-dessous des prix affichés. Le contrat de la Irving Refining Limited comportait une clause l'autorisant à y mettre fin à un an de préavis, mais pour une raison quelconque, la société n'y a pas eu recours.

En 1971, Irving Refining a commencé à s'approvisionner en brut par l'intermédiaire d'un négociant étranger. Lorsqu'on défalque les bénéfices par baril réalisés par cette filiale du prix de cession interne payé par Irving Refining au négociant, il semble que ce dernier payait un prix implicite très bas. D'après les renseignements obtenus, il s'agissait d'un prix beaucoup plus bas — sauf en 1971 — que le prix de cession aux tiers. Comme il a été impossible de s'assurer à partir d'autres sources de la validité de l'estimation des prix aux tiers obtenus après soustraction des bénéfices ou dividendes du négociant étranger d'Irving, cette méthode n'a pas été utilisée dans les tableaux suivants résumant les comparaisons.

Le prix déclaré ne représente qu'une partie du prix réel ou effectif. Dans le cas des transactions s'inscrivant dans le cadre d'échanges internationaux de brut, d'autres variables telles que les conditions de crédit et la monnaie de règlement entrent souvent en ligne de compte. Des primes ou des rabais peuvent également être obtenus ou accordés pour la vente de mélanges de bruts. L'existence de divers moyens permettant de rendre le prix réel plus ou moins intéressant signifie que l'on peut se tromper lorsque le prix déclaré est utilisé aux fins de comparaison des prix. Cette situation ne peut être évitée, à moins que toutes les conditions des transactions soient connues.

Le fait que certaines conditions des transactions restent inconnues risque-t-il de fausser systématiquement les résultats? Si les comparaisons de prix effectuées pour les années 1960 et le début des années 1970 ont été faussées de façon systématique, il est probable que les prix réels payés par les filiales canadiennes sembleront moins élevés que s'ils avaient été comparés aux prix aux tiers. Pendant une période de baisse tendancielle des prix comme celle qui a caractérisé les années 1960, il est plus probable que des conditions accessoires offertes à des acheteurs indépendants seront utilisées pour rendre le prix plus attrayant. Par contre, pendant les périodes redoutées de pénurie où les prix montent rapidement — comme en 1973 et, surtout, en 1979 —, les vendeurs peuvent obtenir des acheteurs des concessions qui ont pour effet de rendre le prix réel plus élevé que le prix déclaré. Rien n'est venu démontrer que des filiales canadiennes s'étaient vu accorder des conditions de crédit inhabituelles ou avaient été autorisées à effectuer des paiements en devises faibles. Si, à un moment donné, ces facteurs ont joué un rôle important au niveau des prix réels des transactions, ils ont probablement favorisé davantage les acheteurs aux tiers.

Plusieurs sociétés pétrolières ont remis en question l'emploi de prix aux tiers comme critère d'évaluation des prix qu'elles payaient à leurs sociétés associées, car elles estimaient trouver auprès de leur société mère une source d'approvisionnement «sûre». L'explication la plus détaillée de cette attitude a été fournie par un ancien cadre supérieur d'Impériale, M. W.D. Archbold.

Selon son témoignage, l'un des avantages qu'ont les sociétés associées à faire affaires avec une société mère, telle Exxon, est que celle-ci possède de vastes gisements de bruts divers, dont plusieurs sont interchangeables aux fins du raffinage. En cas d'interruption de l'approvisionnement à partir d'un certain endroit, la société mère est en mesure de fournir des bruts de rechange qui conviennent aux besoins de raffinage de sa filiale. M. Archbold a évoqué un autre avantage qui permettait, et permet toujours, à Impériale d'acheter différentes quantités de brut. En d'autres termes, cette société n'est pas tenue d'acheter des quantités précises, comme cela aurait pu être le cas dans un contrat conclu entre tiers. Afin de profiter des avantages offerts par le groupe Exxon, Impériale avait compris que son adhésion devait y être totale et non partielle.

Afin d'évaluer l'importance de ces avantages et de déterminer s'ils faussent les comparaisons de prix établies en fonction de transactions entre tiers ou s'ils justifient les écarts de prix relevés, il faut considérer les avantages perçus tant du point de vue de la société mère que de celui de la filiale. Il n'est pas exagéré de croire que la société mère aurait généralement intérêt à assurer l'approvisionnement de sa filiale, sinon elle risquerait de voir son investissement menacé. Il reste cependant que le prix est habituellement un facteur bien plus déterminant que l'approvisionnement. Lorsqu'il y a des actionnaires minoritaires, il est difficile d'imaginer dans quelles circonstances la société mère aurait intérêt à faire payer à sa filiale un prix moins élevé que le prix qu'elle pourrait obtenir dans le cadre de transactions entre tiers. Ainsi, à moins que le jeu des forces du marché ne s'exerce pas, il n'y a aucun lieu de croire que les approvisionnements fournis par la société mère coûteront moins cher que ceux obtenus auprès d'autres sources; autrement dit, les prix plus élevés payés à un certain moment seront compensés par les prix moins élevés payés à un autre. De plus, si la filiale a intérêt à faire affaires avec sa société mère, l'inverse est également vrai. Ce qui compte surtout, c'est que la société mère dispose d'un client assuré. Elle se trouve, de surcroît, en position de profiter de sa capacité d'influencer les décisions de sa filiale en matière d'achat. Le principal avantage qu'a la filiale à faire affaires avec la société mère est qu'elle bénéficie de conditions plus souples en ce qui concerne les quantités achetées à la suite de changements imprévus des besoins de ses raffineries. Ce facteur ne semble pas avoir une très grande importance lorsqu'il s'agit d'expliquer des écarts autres que de très petits écarts de prix. De toute façon, il est important de souligner qu'une «clause de l'acheteur le plus favorisé» a été ajoutée au contrat d'approvisionnement conclu par Impériale et Exxon en 1976, clause selon laquelle Impériale ne devait pas payer plus que d'autres sociétés associées ou d'autres tiers pour les ventes réalisées par Exxon au Canada ou dans une région avoisinante, c'est-à-dire les États-Unis. Cette pratique contribue sensiblement à faire admettre l'opinion selon laquelle les prix payés par les filiales ne doivent pas excéder les prix aux tiers.

6. Les comparaisons de prix

La présente section renferme les observations et les conclusions relatives aux relevés de prix détaillés présentés dans les tableaux de l'annexe F. Les douze tableaux regroupent plus d'une douzaine de types et de catégories de bruts. Exception faite de certains bruts vénézuéliens qui n'ont fait l'objet que de comparaisons au niveau des prix fob (voir les tableaux F-7 et F-12), deux tableaux ont été établis pour chaque brut, l'un comportant des prix fob et l'autre des prix caf.

Il est difficile de résumer la situation après 1970, car il y a eu par la suite des fluctuations de prix fréquentes et relativement considérables; ainsi, à moins que les prix ne se rapportent à des transactions très rapprochées dans le temps, les comparaisons ne sont souvent pas valables.

A certains moments, il y a des comparaisons de prix apparaissant dans le texte pour les années 1970 à 1972 pour lesquelles aucune comparaison équivalente n'a été faite dans les tableaux sommaires qui suivent. Dans tous ces cas, on trouvera les données sur lesquelles sont fondées ces comparaisons dans les tableaux pertinents à l'annexe F.

Dans les tableaux 1 (prix fob) et 2 (prix caf), les prix de cession à terme servent de points de comparaison aux prix payés par les filiales (voir les tableaux 1 et 2 de l'annexe F) pour du brut saoudien léger. Dans ces tableaux et dans d'autres, où le critère de comparaison est représenté par une fourchette de prix, on a tout d'abord indiqué les deux valeurs extrêmes de la fourchette pour comparer ensuite les prix payés par les filiales au prix le plus élevé de la fourchette. On pourrait s'attendre que les filiales aient payé des prix répartis sur l'ensemble des fourchettes de prix aux tiers. Les prix relevés qui excédaient la valeur maximale de la fourchette indiquent que la filiale a payé trop cher, si l'on se fie aux renseignements sur les acheteurs ayant participé à des transactions entre tiers. Les prix qui étaient inférieurs à la valeur maximale de la fourchette ont été examinés pour savoir s'ils étaient répartis sur l'ensemble de la fourchette ou s'ils étaient plutôt confinés au bas ou au haut de celle-ci. D'après les deux premiers profils de prix, les filiales auraient payé des prix au moins aussi bas que ceux qui s'appliquaient aux tiers. Dans le cas où les prix des transactions étaient tous confinés dans la moitié supérieure de la fourchette, on pourrait conclure que, dans l'ensemble, la filiale avait dû payer des prix plus élevés que les prix aux tiers.

Voici un exemple de la façon dont le tableau 1 doit être interprété: le prix de Gulf en 1961 était de 1,68 $ le baril. La fourchette de prix de cession à terme cette année-là allait de 1,62 $ à 1,66 $, ce qui représente un écart de 0,04 $. Le prix moyen de Gulf pour l'année en question excéderait donc de

0,02 $ la valeur maximale de la fourchette de prix aux tiers. A titre d'exemple, si l'on voulait comparer le prix de Gulf à la valeur minimale de la fourchette, il suffirait d'ajouter au nombre précédent la valeur correspondant à l'écart de la fourchette, soit 0,04 $ (c'est-à-dire 1,68 $ — 1,62 $ = 0,06 $).

Les tableaux 1 et 2 ne comportent que les années au cours desquelles on a pu relever un prix de cession aux tiers et au moins un prix de transfert à une filiale. Dans le cas de Gulf, on a relevé seulement des prix fob tandis que Texaco a payé un prix caf. D'après les prix de cession à terme relevés à l'extérieur du Canada, les prix payés par Texaco, Sun et Gulf excédaient la valeur maximale de la fourchette. Les prix d'Impériale étaient supérieurs à cette valeur en 1964 et en 1965, et y étaient inférieurs en 1966 et en 1967. Les prix caf d'Impériale se sont situés, à intervalles, au-dessus et au-dessous du prix de cession aux tiers le plus élevé.

Tableau VII-1

État comparatif des prix fob du brut saoudien léger (34,0° — 34,9° API) importé de 1959 à 1969 (En cents U.S. par baril)

Année	Écart de la fourchette de prix de cession à terme	Montant plus (ou moins) élevé que la valeur maximale de la fourchette		
		Gulf	Impériale	Sun
1959	0*	30		
1960	26	31 21		
1961	4	2		
1962	0*	32		
1964	19		11	
1965	23		4	
1966	16		(2)	
1967	21		(8)	
1969	12			28

* Les prix de cession à terme sont représentés par un prix unique plutôt que par une fourchette de prix.

Source: Tableau 1 de l'annexe F.

Les prix caf des filiales canadiennes se sont non seulement situés à un niveau inférieur à la valeur maximale de la fourchette durant le second semestre des années 1967, 1970 et 1971, mais il se sont aussi situés près de la valeur minimale de la fourchette ou, encore, à un niveau inférieur à cette valeur. Étant donné que les rapports entre les prix fob sont essentiellement restés les mêmes (à l'exception de la société Sun durant le second semestre de

1971), les changements observés dans les rapports entre les prix caf étaient dus, en grande partie, aux frais de transport plus avantageux dont jouissaient les filiales canadiennes durant ces périodes.

Tableau VII-2

État comparatif des prix caf du brut saoudien léger (34,0° — 34,9° API) importé de 1959 à 1969 (En cents U.S. par baril)

Année	Écart de la fourchette de prix de cession à terme	Montant plus (ou moins) élevé que la valeur maximale de la fourchette		
		Texaco	Sun	Impériale
1959	0*	49 25		
1960	27	40		
1961	4	33 23		
1962	0*	56 41		
1963	31	6		
1964	20	31	15	
1965	35	6	(2)	
1966	29	18	14	
1967				
semes. 1	39	6	(8)	
semes. 2	23	(9)	(23)	
1968	30	23		
1969	22	32		32

* Les prix de cession à terme sont représentés par un prix unique plutôt que par une fourchette de prix.

Source: Tableau 2 de l'annexe F.

Quatre séries de prix aux tiers sont présentées dans les tableaux 3 et 4 de l'annexe F, aux fins de comparaison des prix du brut iranien léger: les prix fob et caf de Murphy stipulés dans le contrat conclu avec BP Trading Co., les prix fob payés par Murphy à Esso International et les prix *offshore* de Murphy pour les services d'expédition ainsi que les prix du brut et autres prix de cession à terme. Pendant trois des quatre années comprises entre 1965 et 1968, les prix fob payés par Gulf peuvent être comparés aux prix stipulés dans le contrat conclu par Murphy et BP. Le prix moyen non pondéré de Gulf était d'environ 0,11 $ de plus que celui de Murphy. Au cours des autres années au cours desquelles une comparaison peut être établie, l'écart a atteint 0,16 $ en 1971 et 1972. Sur une base caf, le prix moyen non pondéré de Gulf était de 0,13 $ de plus que les prix stipulés au contrat conclu avec BP payés par Murphy entre 1965 et 1969. En 1971, ce prix variait entre 0,01 $ de moins jusqu'à 0,01 $ de plus que le prix caf payé par Murphy sous son contrat; alors qu'en 1972, il était en général de 0,05 $ de moins que le prix

caf de Murphy. Dans le temps, Gulf jouissait de coûts de transport qui étaient moins élevés que ceux de Murphy. Le prix moyen non pondéré de Texaco, aussi un prix caf, était de 0,31 $ de plus que celui de Murphy entre 1966 et 1969; il s'élevait toujours à 0,26 $ de plus, même après la baisse du prix de transfert de Texaco en 1970. Comme il est indiqué dans les tableaux 3 et 4, même si Murphy bénéficiait de prix intéressants, ceux-ci restaient quand même très éloignés des prix aux tiers les plus bas qui aient été signalés.

Dans les tableaux 3 et 4, les prix payés par des filiales canadiennes pour du brut iranien léger font l'objet d'une comparaison avec des prix de cession à terme fob et caf. Texaco a toujours payé plus que les prix de cession à terme les plus élevés qui aient été relevés, et parfois même beaucoup plus. Les seules exceptions ont eu lieu durant le second semestre des années 1967 et 1970 lorsqu'il y a eu augmentation dans les prix de cession aux tiers caf due au resserrement dans les marchés d'affrètement par pétroliers. Par après, en 1968 et 1969, lorsque les coûts de transport ont diminué, le prix caf de Texaco a dépassé la valeur maximale de la fourchette des prix de cession aux tiers. Dans la seule comparaison relative à Impériale soit pour l'année 1964,

Tableau VII-3

État comparatif des prix fob du brut iranien léger (34,0° — 34,9° API) importé de 1960 à 1968 (En cents U.S. par baril)

Année	Écart de la fourchette des prix de cession à terme	Montant plus (ou moins) élevé que la valeur maximale de la fourchette			
		Gulf	Impériale	BP	Murphy (prix de contrats)
1960	13			23 12	
1961	0*			0	
1962	5			0	
1963	14	14		(9)	
1964	24	13	7	(10)	
1965	28				
semes. 1		(8)		(12)	
semes. 2		(10)		(13)	(20)
1966	43			(8)	(15)
1967	36	(10)		(12)	
semes. 1					(19)
semes. 2					(21)
1968	25	1		(1)	(10)

* Les prix de cession à terme sont représentés par un prix unique plutôt que par une fourchette de prix.

Source: Tableau 3 de l'annexe F.

on a constaté que les prix fob et caf qu'elle payait excédait la valeur maximale d'une vaste fourchette de prix de cession aux tiers. La situation varie dans le cas de Gulf, avec des relevés bien en deça de la valeur maximale de la fourchette en 1963 et 1964 mais au-dessous de la valeur maximale d'une vaste fourchette entre 1965 et 1968. En général, les prix de Gulf étaient assez semblables aux prix aux tiers les plus élevés. Quant aux prix caf payés par Shell, ceux-ci se situaient bien au-dessus de la valeur maximale de la fourchette en 1962 et juste en-dessous de cette valeur en 1963.

Avant 1969, BP Canada ne consignait pas de façon systématique les prix qu'elle payait à la BP Trading. Les prix du brut iranien léger — pour la période précédente — ont donc été relevés dans les dossiers de BP Trading,

Tableau VII-4

État comparatif des prix caf Portland du brut iranien léger (34,0° — 34,9° API) importé de 1959 à 1970 (En cents U.S. par baril)

Année	Écart de la fourchette des prix de cession à terme	Montant plus (ou moins) élevé que la valeur maximale de la fourchette					
		Texaco	Shell	Impériale	Gulf	BP	Murphy
1959	0*	54 30					
1960	14	43				33 23	
1961	0*	57 47				7	
1962	5	49	11			9	
1963	18		(2)		50	(11)	
1964	25			13	59	0	
1965	40				(11)	(14)	(22)
1966	56	14				(17)	(16)
1967							
semes. 1	54	7			5	(24)	(23)
semes. 2	2	(8)			(10)	(39)	(40)
1968	48	15			(11)	16	
semes. 1							(16)
semes. 2							(26)
1969	21	27				(10)	
semes. 1							(16)-(14)
semes. 2							(20)-(16)
1970	14	(26)				(58)	(68)-(59)
semes. 1	27	8				(24)	(34)
semes. 2	39	(69)				(101)	(111)-(102)

* Les prix de cession à terme sont représentés par un prix unique plutôt que par une fourchette de prix.

Source: Tableau 4 de l'annexe F.

qui étaient censés comporter les prix offerts à tous les clients. Ainsi, les prix inscrits avant 1969, en ce qui concerne BP Canada, représenteraient une autre série de prix de cession aux tiers ainsi que des prix payés par BP Canada. Des prix payés pour le brut iranien léger et pour d'autres bruts durant certaines années avant 1969 ont été relevés dans divers documents provenant de la société, notamment, dans certains cas, dans des contrats. On a consulté des documents semblables appartenant à d'autres sociétés afin d'étendre l'éventail des données sur les prix payés par d'autres sociétés canadiennes.

D'après la preuve documentaire relevée dans les dossiers de BP Canada, les dirigeants de cette société s'estimaient satisfaits des prix qui leur avaient été faits. On constate dans le tableau 3 que, sauf pour des exceptions peu importantes, les prix de cette société étaient toujours égaux ou inférieurs à la valeur maximale de la fourchette des prix de cession aux tiers.

Il existe trois séries de prix de cession aux tiers pour les bruts Lagomar et Lagomedio, qui sont deux bruts vénézuéliens semblables. L'une des séries correspond aux valeurs d'option de Sun c'est-à-dire le prix obtenu par Sun Venezuela dans le cadre d'au moins quelques transactions entre tiers. Il s'agit dans ce cas de prix fob. Une autre série comprend une fourchette de prix du marché de cession aux tiers fob établie en fonction des ventes de Sun Venezuela, d'Esso International et des données d'Adelman. Cette série comprend aussi les chiffres de la valeur d'option de Sun. Ces chiffres se situaient au plus bas de la fourchette. L'addition à ces deux séries de prix fob des taux d'affrètement aux tiers sous contrat à terme (voir l'annexe E) calculés à partir du Venezuela pour se rendre à Portland (avec assurance en sus) a produit des critères de prix caf. La troisième série consiste de prix fob et caf payés par Petrofina S.A. et sont des prix approximatifs établis en fonction des dividendes obtenus par Petrofina Canada de son négociant étranger. Comme ces dividendes ont peut-être été majorés en raison du coût du brut et des services de transport, il faudrait peut-être accorder davantage de crédit aux prix caf approximatifs qu'aux prix fob approximatifs. Si tel est le cas, les prix fob approximatifs sont exagérément bas (p. ex., 0,11 $ de moins pour 1966) et les prix fob réels payés par Petrofina S.A. étaient un peu plus conformes aux prix payés par des filiales canadiennes. Les prix de cession aux tiers et les prix de cession interne payés par les filiales canadiennes (voir les tableaux 5 et 6 de l'annexe F) sont résumés aux tableaux 5 et 6.

De 1958-60 aux premiers mois de 1971, les prix fob et caf payés par Sun et Texaco pour les bruts Lagomar et Lagomedio (voir les tableaux 5 et 6) étaient invariablement beaucoup plus élevés que la valeur maximale de très vastes fourchettes des prix de cession aux tiers. Même si leurs prix étaient en dessous de la valeur maximale en 1964, ceux-ci se sont situés parmi le plus

Tableau VII-5

État comparatif des prix fob des bruts Lagomar et Lagomedio (32,0° — 32,9° API) importés de 1958 à 1970 (En cents U.S. par baril)

Année	Écart de la fourchette des prix de cession à terme	Montant plus (ou moins) élevé que la valeur maximale de la fourchette							
		Sun	Texaco	Impériale	Gulf	Shell	Petro-fina	Ultramar	Murphy
1958	0*		79						
1960	39		64	34			64		
1962	74	14	10 (5)	(20)	(15) (25)	(23)	(53)		
1963	65	23	4	(11)		(14)	(42)		
1964	94	(26)	(31)	(40)		(43)	(80) (75)		
1965	58	10	1	(4)		(7)	(43)		
1966	60	3	1	(4)		(7)	(50)	(65)	
1967	1	60	55			47 36	4	(1) (9)	
1968	10	44	39		9	20	(9)	(10) (25)	
1969	15	44	39			20	(12)		
1970	34	19		0-11		(4)	(39)		(29) (41)

* Les prix de cession à terme sont représentés par un prix unique plutôt que par une fourchette de prix.

Source: Tableau 5 de l'annexe F.

Tableau VII-6

État comparatif des prix caf Portland des bruts Lagomar et Lagomedio (32,0° — 32,9° API) importés de 1960 à 1970 (En cents U.S. par baril)

Année	Écart de la fourchette des prix de cession à terme	Montant plus (ou moins) élevé que la valeur maximale de la fourchette							
		Sun	Texaco	Impériale	Shell	Gulf	Ultramar	Petro-fina	Murphy
1960	39		101	37				74	
1962	75	9	23,8	(18)	(15)			(37)	
1963	68	13	17	(10)	(8)			(27)	
1964	99	(34)	(30)	(41)	(40)			(65) (60)	
1965	62	6	6	(4)	(2)			(28)	
1966	64	0	1	(1)	(3)			(34)	
1967									
semes. 1	6	68	54		(48)			15	
semes. 2	5	65	51		34			12	
1968	19	51	37		20	2	(12),(20)	1	
1969	21	54	39		20			(2)	
1970	39	21	(11)	(17) 4	(14)			(38)	(35) (47)

Source: Tableau 6 de l'annexe F.

haut tiers de la plus vaste fourchette (c'est-à-dire 0,99 $) que l'on a remarqué au cours des années 1960. De 1960 à 1966, les prix d'Impériale et de Shell étaient en dessous de la valeur maximale de la fourchette. Cependant, ils étaient parmi le tiers le plus haut ou juste au-dessous de la valeur maximale des vastes fourchettes. A partir de la moitié de 1967 à 1969, les prix de Shell étaient considérablement en deça de la valeur maximale.

Les prix de cession interne des filiales canadiennes étaient donc beaucoup plus élevés que les prix de cession aux tiers observés durant les années 1960 à 1969. Par contre, les prix payés par Petrofina, entre 1960 et 1966, se situaient parmi le tiers le plus bas ou la moitié la plus basse de la fourchette des prix. De 1967 à 1969, ils étaient soit plus élevés soit un peu plus bas que la valeur maximale de la fourchette. Les prix payés par Ultramar au cours de l'année 1969 se situaient près du bas de la fourchette. En 1970 certains des prix de cession interne des filiales canadiennes étaient plus analogues à des prix de cession aux tiers; alors qu'en 1971 presque tous les prix de cession interne étaient plus bas que les prix de cession aux tiers.

Une comparaison entre les prix de cession interne des filiales canadiennes d'une part et les valeurs d'option de Sun et les prix payés par Petrofina d'autre part est effectuée au tableau 7 puisque les comparaisons entre les prix de cession interne des filiales canadiennes et le grand éventail des prix de cession aux tiers ont tendance à minimiser le niveau au-dessus duquel se situaient les prix de cession interne par rapport aux plus bas prix de cession au tiers disponibles. Le tableau 7 indique une comparaison entre les moyennes des prix de 1962 à 1966 et ceux de 1962 à 1969.

Tableau VII-7

État comparatif des prix fob et caf moyens non pondérés des bruts Lagomar et Lagomedio (32,0° — 32,9° API) de 1962 à 1969
(En dollars U.S. par baril)

	FOB		CAF	
	1962-66	1962-69	1962-66	1962-69
Sun	2,35	2,31	2,50	2,51
Texaco	2,26	2,23	2,53	2,48
Impériale	2,14		2,36	
Shell	2,11	2,08	2,37	2,33
Petrofina S.A.	1,76	1,74	2,13	2,08
Sun (valeur d'option)	1,62	1,65	1,80-1,83	1,82-1,86
Prix de cession au tiers	1,60-2,30	1,62-2,09	1,77-2,51	1,79-2,31

Source: Tableaux 5 et 6 de l'annexe F.

De 1962 à 1969, la valeur d'option moyenne de Sun a été inférieure de 0,66 $ le baril à son prix de cession interne fob, d'une part, et de 0,43 $ au prix fob moyen payé par Shell, d'autre part. Les différences observées sont moins élevées de 0,10 $ approximativement si l'on utilise, pour effectuer les comparaisons voulues, le prix fob estimatif de Petrofina S.A. plutôt que la valeur d'option de Sun. On dispose d'autres prix de cession aux tiers de 1966 à 1968, période au cours de laquelle la société Ultramar a effectué ses achats de brut. Les prix payés par sa filiale commerciale étrangère étaient légèrement inférieurs tant aux valeurs d'option de Sun qu'aux prix estimatifs de Petrofina S.A., ce qui indique que les transactions entre tiers servant aux comparaisons ne représentaient pas des exceptions à la règle.

La société Gulf, dont les prix ne figurent pas dans le tableau 7, s'est approvisionnée en 1961, 1962 et 1968. Pendant 1962 et 1968, ses prix fob moyens ont dépassé de 0,344$ le baril la valeur d'option moyenne de Sun et de 0,35 $ le baril, les prix estimatifs de Petrofina S.A. pour les trois années. Les écarts constatés sont beaucoup moins prononcés que ceux qui s'appliquent aux autres filiales canadiennes.

La différence entre les prix (caf) estimés payés par Petrofina S.A. et ceux dont ont fait l'objet les filiales canadiennes est légèrement moins importante que celles dont il vient d'être question, les prix observés ayant alors varié de 0,25 à 0,43 $ le baril. L'écart est particulièrement marqué par rapport à Gulf puisque ses prix caf moyens (pour 1968) ont été de fait supérieurs de 0,01 $ à ceux de Petrofina. Les prix caf de Murphy en 1968 et 1970 étaient égaux ou ne différaient que de 0,03 $ des prix de Petrofina. Bien que l'écart entre les surcoûts estimatifs imposés aux filiales canadiennes pour l'acquisition des bruts Lagomar et Lagomedio ait été plus ou moins accentué (selon qu'on compare ces surcoûts aux prix estimatifs payés par Petrofina S.A. d'une part, ou à la valeur d'option de Sun et aux achats de la filiale d'Ultramar d'autre part), cet écart n'a jamais été inférieur à 0,25 $ pour ce qui est des prix caf moyens (Gulf mis à part).

Les prix fob payés pour un autre brut vénézuélien, le Tia Juana moyen, apparaissent au tableau 8. La situation paraît fort différente selon qu'on utilise, pour représenter les prix aux tiers, les prix négociés d'Ultramar, ou la fourchette des prix de cession d'Exxon ayant trait aux ventes à des acheteurs non intégrés. Les prix payés par Ultramar pour ses importations de brut au Canada demeurent les moins élevés jusqu'en 1971 inclusivement. A l'origine, la société Ultramar s'approvisionnait en Tia Juana moyen (de 1961 au début de 1962) auprès d'Esso International, par l'intermédiaire de la Canadian and Caribbean Oil Company, société qu'Esso avait mise sur pied pour financer Holyrood, la raffinerie d'Ultramar située à Terre-Neuve. Elle conclut par la suite un contrat avec Esso (devenue entre temps Exxon), qui fixait le prix du

brut à 1,93 $ le baril de juin 1962 à la fin de 1967. (Ultramar n'a pas expédié de brut Tia Juana moyen au Canada en 1966.) Le contrat renégocié en 1968, lui permettait de bénéficier d'un prix de 1,59 $ le baril, ce prix devant également s'appliquer rétroactivement jusqu'en décembre 1967 (les livraisons effectuées en direction du Canada cette année-là le furent à ce prix). En 1971, un second contrat fut conclu avec Esso pour des approvisionnements pour la nouvelle raffinerie d'Ultramar située au Québec à un prix de 2,17 $ pour le mois de mai. Les importations de Tia Juana moyen effectuées sous ces contrats ont continué jusqu'à la fin de 1974.

Lorsqu'on se réfère au prix de la société Ultramar, il devient évident que toutes les filiales, sauf BP, payaient des prix très élevés. L'utilisation de la fourchette des prix de cession d'Exxon permet de constater que les prix payés par Texaco et Gulf fluctuaient, étant tantôt plus élevés, tantôt moins élevés que la valeur maximale de la fourchette, mais, dans l'ensemble, ils correspondaient de façon assez constante à celle-ci. Les prix d'Impériale étaient considérablement inférieurs à la valeur maximale de la fourchette tout en se situant presque constamment dans la moitié supérieure de la fourchette. Les prix de BP représentaient, en moyenne, des valeurs moyennes par rapport à l'ensemble des prix de cession aux tiers.

Tableau VII-8

État comparatif des prix fob du brut Tia Juana moyen (26,0° — 26,9° API) importé de 1960 à 1969 (En cents U.S. par baril)

Année	Écart de la fourchette des prix de cession d'Exxon	Montant plus (ou moins) élevé que la valeur maximale de la fourchette				
		Gulf	Texaco	Impériale	BP	Ultramar
1960	16	10	0			
1961	37	(20)				(37)
1962	25	(8)	2 (13)	(13)		(25)
1963	25	(8)				(25)
1964	4	15	4	8		(2)
1965	3	17		10 2		0 (3)
1966	8	14	(1)	(1)		(5)
1967	66	(24)		(30) (34)		(34) (66)
1968	46	(1)		(11)	(34)	(43) (46)
1969	31	14	23	4 2	(13)	(28) (31)

Source: Tableau 7 de l'annexe F.

En ce qui concerne le brut Tia Juana moyen, la période allant du 18 mars 1971 à 1972 mérite qu'on s'y arrête. Elle illustre, en effet, le resserrement des marchés qui s'est produit à mesure que les membres de l'OPEP affermissaient leur emprise. Après le 18 mars 1971, Ultramar ne pouvait plus bénéficier des prix très avantageux qu'elle avait l'habitude d'obtenir. Au milieu de 1971, ses prix correspondaient à ceux de BP, et au début de 1972, ils dépassaient considérablement les prix de cette dernière. Du début à la mi-1972, ses prix correspondaient aussi à ceux d'Impériale, avant de se résorber quelque peu par la suite dans la seconde moitié de 1972.

Le tableau 12 de l'annexe F renferme les prix fob que les sociétés canadiennes ont été appelées à payer pour plusieurs catégories de bruts vénézuéliens légers. Il n'existe pas de prix de cession types avec lesquels il serait possible de les comparer. Ces bruts ont cependant, en général, la même densité relative moyenne que le Lagomedio et le Lagomar, bruts dont les prix ont servi à établir les comparaisons résumées au tableau 5. Un rapprochement des prix payés par les sociétés canadiennes pour l'acquisition du Lagomedio et des autres bruts dont traite le tableau 12 de l'annexe F ne révèle, relativement parlant, que de faibles différences, beaucoup plus faibles, de fait, que celles qui caractérisent les prix payés aux tiers et par les filiales, figurant au tableau 5. Il y a donc de fortes raisons de croire que les conclusions tirées des comparaisons de prix d'autres types de bruts vénézuéliens légers, qui se trouvent au tableau 5 (ayant été calculées en fonction du tableau 5 et l'annexe F) valent également pour les prix du tableau 12 de l'annexe F.

Les tableaux 8 et 9 de l'annexe F exposent les prix fob et caf d'un éventail de bruts nigériens à compter de 1965. Les principaux acheteurs de ces bruts étaient les sociétés Gulf et BP, chacune ayant des prix assez voisins de ceux de l'autre et parfaitement compatibles avec la fourchette des différents prix aux tiers connus à l'exception de Gulf pour les années 1971 et 1972.

C'est au tableau 9 qu'on trouve résumés les chiffres qui ont trait aux comparaisons des prix fob s'appliquant aux achats de bruts koweïtien et iranien lourd. Pendant les cinq années, à compter de 1958, pendant lesquelles Shell s'est approvisionnée en brut koweïtien, les prix fob qu'elle a versés se situaient dans les valeurs supérieures de la fourchette des prix de cession aux tiers à terme, ou dépassaient nettement celles-ci. Gulf, quant à elle, tendait à payer son brut koweïtien à un prix légèrement supérieur à la valeur maximale d'une vaste fourchette observée de 1963 à 1964. De 1965 à 1968, ses prix demeurèrent constamment à l'intérieur de la valeur maximale de la fourchette des prix, même s'ils eurent plutôt tendance à atteindre les valeurs les plus élevées de celle-ci de 1965 à la fin de 1967. Les prix de l'iranien lourd payés par Gulf étaient, en règle générale, à l'intérieur de la valeur maximale

de la fourchette et aussi juste en dessous de la médiane des prix de cession aux tiers à terme. Pour les bruts koweïtien et iranien lourd, les prix de BP, en 1968, se situaient près du bas de la fourchette des prix de cession aux tiers et, en 1969, ils se situaient près de la valeur maximale. Durant le premier et le second semestre de 1970, Gulf a payé pour obtenir son brut koweïtien des prix qui dépassaient légèrement la valeur maximale de la fourchette, soit de 0,05 $ et de 0,01 $ respectivement, tandis que ceux que BP payait pour s'approvisionner en koweïtien étaient inférieurs à la valeur maximale de 0,01 $ et de 0,14 $ respectivement, et en iranien lourd inférieurs de 0,01 $ aux prix les plus élevés pratiqués durant le second semestre de 1970. Dans le tableau H figurent les prix caf comparatifs disponibles sur les bruts koweïtien et iranien lourd qui font l'objet du tableau 11 de l'annexe F. Les prix caf auxquels Shell payait son brut koweïtien se sont révélés beaucoup plus élevés, en fonction de la valeur maximale de l'échelle des prix de cession aux tiers, que les prix fob que l'on trouve au tableau 10.

Tableau VII-9

État comparatif des prix fob des bruts koweïtien et iranien lourd (31,0° — 31,9° API) importés de 1958 à 1970
(En cents U.S. le baril)

Année	Écart de la fourchette des prix de cession à terme		Montant plus (ou moins) élevé que la valeur maximale de la fourchette				
	Koweïtien	Iranien Lourd	Koweïtien			Iranien Lourd	
			Shell	Gulf	BP	Gulf	BP
1958	30		(1)				
1959	12		26 8				
1960	23		16				
semes. 1	17		22				
semes. 2	23		12	20 12			
1961	25		0	(12)			
1962	14		16	4			
1963	28	6		3		3	
1964	21	13		2		3	
1965	39	24		(11)		(13)	
1966	26	14		(9)		(10)	
1967	35	16		(6)		(10)	
1968	22	18		(11)	(17) (7)	(7)	(8)
1969	5	3		6	0	8	1
1970	19	5		(4)	(14)		(1)

Source: Tableau 10 de l'annexe F.

Tableau VII-10

État comparatif des prix caf des bruts koweïtien et iranien lourd (31,0° — 31,9° API) importés de 1958 à 1970 (En cents U.S. le baril)

Année	Écart de la fourchette des prix de cession à terme		Montant plus (ou moins) élevé que la valeur maximale de la fourchette				
	Koweïtien	Iranien Lourd	Koweïtien			Iranien Lourd	
			Shell	Gulf	BP	Gulf	BP
1958	30		6				
1959	12		32 14				
1960	24		44	37			
semes. 1	17		50	39			
semes. 2	24		40	37			
1961	25		28	11			
1962	14		47	30			
1963	32	10		8		40	
1964	21	13		19		51	
1965	51	36		(16)		(9)	
1966	39	27		(14)		(15)	(22)
1967							
semes. 1	54	34		(15)		(3)	
semes. 2	37	18		(30)		(18)	
1968	47	42		(22)	(34) (24)	(18)	(25)
1969	15	13		7	(5)	17	(5)
1970	19	39		(41)	(75)		(99)

Source: Tableau 11 de l'annexe F.

Les prix caf de Gulf pour le brut koweïtien se situaient bien au-dessus de la fourchette des prix de cession pour les années 1960 à 1964 et légèrement au-dessus à partir de 1969 jusqu'au premier semestre de 1970. Les coûts de transport plus élevés que Gulf devaient payer ont ajouté au désavantage de ses prix fob par rapport aux prix payés par les tiers. De 1965 à 1968, bien que les prix caf de Gulf se situaient en dessous de la valeur maximale, ceux-ci se rapprochaient, quand même, des prix de cession aux tiers les plus élevés. Durant le second semestre de 1970, et aussi en 1972, les prix de Gulf se situaient considérablement en dessous du plus bas prix de cession aux tiers puisque Gulf jouissait, à ce moment, de coûts de transport relativement bas. Les coûts de transport dont jouissait Gulf étaient encore plus avantageux en 1972 pour les envois de bruts en destination de Portland à bord de navires

très gros porteurs jusqu'à Point Tupper et ensuite, vers Portland après transbordement.

En 1963-1964 et encore en 1969, les prix caf payés par Gulf pour le brut iranien lourd étaient considérablement plus élevés que la valeur maximale de la fourchette. Ces prix se situaient en dessous de cette valeur durant les années 1965 à 1968 et, en général, au milieu de la fourchette sauf pour le second semestre de 1967 lorsqu'ils sont devenus égaux aux prix de cession aux tiers le plus bas.

7. Les coûts résultant des importations de produits pétroliers

Le Livre vert apprécie les coûts associés aux importations de produits en se fondant sur l'hypothèse que *toutes* les importations de produits raffinés ont eu lieu parce que les prix de ces produits sur le marché de gros canadien étaient plus élevés qu'ils ne l'auraient été en situation de concurrence et si les raffineries avaient payé leur brut importé aux prix de cession aux tiers. Les coûts additionnels auxquels donnent lieu les importations de produits, lorsqu'on les compare aux importations de brut qui sont utilisées pour calculer la portion prétendument excessive des coûts des importations de produits finis, comportaient le versement des droits de douane au gouvernement canadien et la couverture des frais de transport des produits pétroliers, différents de ceux qui s'appliquent au pétrole brut. Les chiffres d'après lesquels ont été calculés ces coûts proviennent d'une étude de la société Impériale effectuée en 1964.

Pour justifier cette allégation, le Directeur qualifie de trop élevés les prix qu'un certain nombre des plus grandes filiales ont dû verser à leur société mère respective pour leurs importations de brut. Ce fait, dans la mesure où il a donné lieu à une répercussion des coûts du brut, a eu pour conséquence, selon lui, d'encourager l'importation de produits pétroliers dont les prix traduisaient des prix du brut avantageux. En omettant de répercuter complètement les coûts du pétrole brut acquis à des prix plus élevés, les sociétés ont aussi favorisé les importations de produits pétroliers, ce qui, en rendant moins nombreuses les possibilités de réaliser des bénéfices, a diminué l'investissement dans les raffineries.

Il existe un lien logique entre les importations de produits effectuées pour les raisons dont fait état le Livre vert et les incidences de prix forts auxquels de nombreuses filiales ont dû se plier pour obtenir leurs importations de brut. Les importations de produits pétroliers peuvent cependant être attribuables à maintes raisons qui n'ont rien à voir avec le prix du brut, et dont certaines ont peut-être joué ici. Les raffineurs n'ont peut-être pas toujours intérêt à

adapter leur production aux dimensions exactes de la demande intérieure, particulièrement lorsque les importations peuvent suppléer aux carences de l'approvisionnement local. Le volume des importations (et des exportations) varie dans une certaine mesure en fonction de variations qui modifient momentanément l'état du marché intérieur ou international. Et pour ne pas déborder du cadre très étroit qui est celui du Livre vert, il aurait fallu exclure certaines importations des calculs sur les paiements excessifs, soit celles qui avaient trait aux importations vers les provinces et les territoires situés à l'ouest de l'Ontario (régions utilisatrices de brut indigène), ces importations représentant presque 12 p. 100 du total de 1965. Il paraît aussi fortement douteux que le raisonnement du Livre vert puisse s'appliquer à un produit hautement raffiné comme l'huile de graissage, qui constituait 2,5 p. 100 des importations de produits finis à l'est du Manitoba en 1965. Il est par ailleurs très malaisé de déterminer, lorsqu'il s'agit des importations d'autres produits, si le prix du brut importé a eu une influence directe ou indirecte, si cette influence a eu une ampleur considérable et si d'autres facteurs sont intervenus. Néanmoins, le Directeur aurait dû s'imposer cette tâche avant d'attribuer une valeur estimative au «coût» des produits importés.

D'autres estimations du Livre vert manquent également de précision: ce sont celles qui ont trait au taux moyen par baril et à l'écart transport/coût. Cette carence vient de ce que les estimations présentées par la société Impériale en 1964 avaient, à l'origine, une portée bien différente de celle que le Directeur leur a donnée dans le Livre vert. Elles devaient permettre à cette société de comparer le coût du raffinage dans l'Est canadien avec ce même coût dans les Antilles, majoré des frais de transport des produits finis au Canada. En combinant, comme cela a été fait dans le document, les ventes d'Impériale dans les provinces de l'Atlantique et le Québec en 1964, on obtient des résultats qui diffèrent nettement des chiffres sur les importations totales de produits raffinés pour l'ensemble de l'industrie, comme l'indique clairement la comparaison suivante:

	Ventes d'Impériale %	Importations %
Essence à moteur	23,7	5,1
Distillats moyens	40,7	29,0
Mazout lourd	27,4	51,0
«Autres» produits	8,1	14,9*

* L'essence avion et le carburant à turboréacteurs font partie des «autres» produits. Lorsqu'on les défalque, la catégorie «autres» produits représente 10,8 p. 100 des produits importés.

Source: Document interne d'Impériale.

Étant donné que l'essence et le mazout lourd donnaient respectivement lieu à un droit de douane de 0,35 $ le baril (nation la plus favorisée) et de 0,117 $ le baril, la disparité des résultats est attribuable à la forte différence qui sépare les deux coûts tarifaires pondérés moyens. La moyenne pondérée qui a été utilisée dans l'étude de la société Impériale, et adoptée à son tour par le Directeur, s'élevait à 0,20 $ le baril. Le coût réel des produits importés au Canada en 1964 se situait plutôt entre 0,147 et 0,164 $ le baril. Il faut établir une fourchette des coûts car les produits étaient frappés d'un droit de douane de 0,117 $ ou 0,35 $ le baril, selon leur densité spécifique. Parce que le Directeur a utilisé les données d'Impériale, ses chiffres s'écartent des chiffres réels de 0,04 à 0,05 $ le baril. L'erreur véritable est, de fait, légèrement moindre puisque dans le Livre vert les coûts combinés du transport (0,12 $ le baril) et du droit de douane (0,20 $ le baril), soit 0,32 $ le baril, ont été ramenés à un montant combiné de 0,30 $ le baril. Étant donné que l'importance relative de l'essence et du mazout lourd a été sensiblement la même en 1964 et de 1960 à 1973 — 5,1 p. 100 contre 5,3 p. 100 et 51,0 p. 100 contre 49,1 p. 100 —, l'erreur qui fausse les données de 1964 dans le Livre vert altère aussi les chiffres de toutes ces années, prises globalement. Et puisque la configuration des importations de produits finis a fortement influé sur la détermination de la moyenne pondérée des coûts tarifaires par baril, les auteurs du Livre vert auraient dû calculer les coûts tarifaires en s'appuyant sur les coûts réels de chaque année, et non sur le chiffre moyen d'une année donnée.

Les écarts de coûts de transport entre le brut et les produits raffinés ont également subi les effets de la configuration des produits. Les données de l'enquête ne sont toutefois pas assez exhaustives pour que l'on puisse savoir, de façon certaine, si le coût de 0,12 $ le baril utilisé dans l'étude de la société Impériale en 1964 a été plus ou moins élevé que ceux auxquels la répartition des produits importés a vraiment donné lieu.

8. Résumé et conclusions

1. Les prix aux tiers payés à Sun Venezuela étaient beaucoup moins élevés que les prix pour le brut vénézuélien que les sociétés mères facturaient à leurs filiales canadiennes respectives. Les prix aux tiers payés pour les importations au Canada de bruts du Proche-Orient (et nigérien) étaient de même inférieurs aux prix auxquels étaient assujetties les filiales canadiennes. En se reportant à une échelle de prix de cession à terme, on constate que les prix facturés aux filiales canadiennes dépassaient souvent les prix de cession à terme les plus élevés. Et dans les cas où les prix pratiqués à l'égard des filiales ne dépassaient pas ces prix, ils avaient néanmoins tendance à se situer dans la moitié supérieure de la

fourchette des prix de cession à terme. Globalement, il en va de même pour toutes les comparaisons qui ont trait aux années 1960. Ce n'est qu'au début des années 1970, sous l'influence d'une hausse graduelle des prix du brut, qu'une adéquation relative s'est établie entre les prix facturés aux filiales canadiennes et les prix de cession aux tiers.

2. Bien que les filiales n'aient pas toujours acheté les mêmes pétroles bruts et qu'elles aient pu parfois obtenir des prix plus avantageux pour une catégorie de brut plutôt que pour une autre, certaines considérations d'ordre général restent néanmoins possibles. Ce sont les firmes Irving Oil, Suncor et Texaco qui ont dû payer les prix les plus élevés de tous. Venaient ensuite les sociétés Gulf et Impériale, suivies de Shell. Par contre, les prix facturés à BP se comparaient en général avantageusement aux prix de cession aux tiers.

3. Ces comparaisons de prix renforcent les éléments de preuve qui montrent qu'aucun effort n'a été tenté par les sociétés mères de filiales canadiennes ni par ces dernières en vue d'harmoniser les prix du brut importé. Les tentatives faites par les sociétés pétrolières canadiennes pour connaître les prix payés par d'autres sociétés et raffermir ainsi leurs positions face au fisc ne découlaient pas du désir de conspirer, mais du simple besoin de réunir des éléments d'information. Rien n'indique d'ailleurs que les sociétés se soient montrées très empressées à révéler à leurs concurrentes les prix auxquels elles payaient leur brut importé.

4. Les éléments de preuve dont on dispose ne permettent pas de déterminer de façon catégorique s'il y a eu répercussion de l'excès des coûts du pétrole brut sur les prix à la consommation. Une analyse sommaire de la situation tend à indiquer que les circonstances ne se prêtaient pas à une répercussion significative des coûts. Toute répercussion qui a pu avoir lieu s'est probablement produite au niveau des ventes au détail de l'essence.

5. Le Livre vert a attribué toutes les importations de produits pétroliers au caractère excessif des prix de produits indigènes et à l'absence d'investissements suffisants dans les installations de raffinage. Il a été jugé que les coûts exagérément élevés du brut importé avaient contribué à ces deux états de choses. La destination et la composition des importations de produits pétroliers indiquent cependant que certaines raisons «légitimes» pouvaient expliquer les importations de ces produits. Certes, les facteurs invoqués par le Directeur ont dû influer sur le volume des importations de produits raffinés, mais les éléments de preuve rassemblés ne permettent pas de préciser l'ampleur de l'influence exercée.

6. En dernier lieu, le Président refuse d'accepter que la partie de l'exposé du Directeur voulant qu'il y ait eu des «surcoûts» soit valable. Son point de vue est exprimé, en détail, dans les conclusions du chapitre IV ainsi qu'au dernier chapitre faisant état des conclusions et des recommandations.

C

Les questions d'actualité

VIII

Les secteurs de la production et des pipelines

1. Introduction

Dans le volume IV du Livre vert, le Directeur a fait un certain nombre d'allégations voulant que de 1958 à 1973, un comportement anticoncurrentiel ait existé dans ces secteurs de l'industrie canadienne du pétrole qui produisent le brut indigène et le transportent par pipeline. Plus précisément, il a allégué que, dans le contexte favorable découlant en partie de la politique pétrolière nationale (PPN) et du régime de contingentement du brut appliqué par le gouvernement de l'Alberta, l'activité concertée des producteurs et des acheteurs leur a permis de mettre au point un mécanisme d'établissement des prix du brut indigène qui a supprimé la concurrence par les prix. C'est grâce à la concentration de la propriété des pipelines que ce mécanisme anticoncurrentiel a pu produire tous ses effets. Il a enfin soutenu que les sociétés pétrolières intégrées avaient «interdit l'accès au secteur du raffinage» en restreignant l'accès aux bruts de meilleure qualité et aux pipelines, en exigeant des «taux de profit excessifs» et en «réservant un traitement différent aux expéditeurs non propriétaires».

Après avoir fait ces allégations dans le Livre vert (et y avoir présenté un certain nombre de propositions pour remédier à la situation), le Directeur a informé la Commission qu'il n'avait pas l'intention de faire comparaître des témoins ni de soumettre d'autres éléments de preuve que ceux y étant déjà consignés pour appuyer sa position ou mettre à jour son étude des secteurs de la production et des pipelines. Il n'a toutefois retiré aucune des allégations qu'il y avait formulées.

A la fin des audiences, lorsqu'il a présenté son argument, le Directeur a reconnu qu'à certains égards, les secteurs de la production et des pipelines lui inspiraient encore des inquiétudes. Il a laissé entendre que:

1) les organismes actuellement chargés de contrôler l'accès au brut indigène devraient être encouragés à tenir compte de la politique de concurrence lorsqu'ils élaborent et appliquent leur réglementation;

2) le pouvoir de réglementation de l'Alberta Petroleum Marketing Commission (APMC), en ce qui concerne la vente du brut de l'Alberta extrait de terres domaniales cédées à bail, peut constituer un sérieux obstacle à l'accès au brut ... que l'APMC crée des obstacles à la pénétration sur le marché lorsqu'elle empêche les fournisseurs indépendants d'avoir accès au pétrole brut;

3) le sort des revendeurs indépendants qui tentent d'avoir accès aux pipelines demeure incertain lorsque le nombre d'utilisateurs est limité.

Tout en ayant fait connaître ses sujets de préoccupation dans son argument, le Directeur n'a proposé aucune solution en vue d'y apporter remède[1].

Pour mener son enquête, la Commission devait décider comment elle allait réagir à tout ce qui précède. Les audiences et autres tâches que lui imposait l'examen de d'autres secteurs de l'industrie ne lui laissaient pas le loisir de procéder elle-même à une étude approfondie des secteurs de la production et des pipelines. Par contre, dans le volume IV du Livre vert, le Directeur avait formulé, à l'endroit des grandes sociétés pétrolières, de Interprovincial Pipe Line Limited (IPL) et de certains programmes gouvernementaux, de graves affirmations que la Commission ne pouvait passer sous silence.

Elle a remis à la dernière étape de ses procédures la tenue des audiences sur la production et les pipelines afin de donner ainsi à toute personne intéressée le plus de temps possible pour formuler ses observations et les lui soumettre.

Au début de son enquête, la Commission avait invité, par lettre ou par des avis dans les journaux, toutes les personnes susceptibles d'être intéressées à lui faire part de plaintes ou de préoccupations, cadrant avec son mandat, au sujet de n'importe quel secteur y inclus les secteurs de la production et des pipelines. En outre, elle avait tenu des audiences régionales dans les grands centres du Canada afin de donner aux gouvernements provinciaux, aux organismes locaux et aux particuliers l'occasion de se présenter devant elle. Une fois son enquête bien amorcée, elle a de nouveau communiqué avec tous les groupements et sociétés qui, à son avis, pouvaient s'intéresser aux secteurs de la production et des pipelines pour les informer que la Commission était disposée à tenir une audience dans le dessein précis de recevoir des exposés sur la façon dont elle devrait procéder à l'égard de ces secteurs.

---

1. La Commission a reçu les arguments relatifs à cette question en 1984, avant l'Accord de l'Ouest de 1985 qui voulait que les prix du brut indigène soient fixés par le jeu du marché plutôt que par la volonté des pouvoirs publics. La déréglementation des prix du brut indigène a enlevé beaucoup d'importance au rôle que l'APMC était appelée à jouer dans le cadre de la commercialisation du brut.

Malgré cette publicité et ces invitations, la Commission n'a reçu, si l'on fait exception d'un cas dont il sera question ci-après, aucune plainte ni aucune observation soulignant la nécessité d'une enquête distincte sur ces secteurs.

Interprovincial Pipe Line Limited, certaines grandes sociétés pétrolières et certains des organismes gouvernementaux critiqués dans le volume IV ont informé la Commission qu'ils désiraient lui soumettre des exposés. Ils ont aussi exprimé le voeu que la Commission dispose de suffisamment d'éléments de preuve pour lui permettre d'évaluer dans son Rapport au moins sommairement la validité des énoncés de faits et des allégations du volume IV du Livre vert.

Il était évident que les secteurs de la production et des pipelines, tels qu'ils avaient été décrits dans le Livre vert, avaient sensiblement évolué depuis 1973 et que le cours des choses avait enlevé de leur acuité à certaines questions qui préoccupaient le Directeur. Dans les deux secteurs considérés, des aspects importants des processus régissant la fixation des prix et l'approvisionnement étaient devenus de plus en plus réglementés. Aujourd'hui, des organismes publics, fédéraux et provinciaux, réglementent les sociétés qui s'occupent des secteurs de la production et des pipelines, contrôlent leurs activités et en reçoivent beaucoup de renseignements.

Étant donné que ces deux secteurs sont maintenant réglementés, qu'hormis le cas signalé, la Commission n'a eu vent d'aucun sujet de plainte ou d'inquiétude, et, enfin, que le Directeur a omis de présenter d'autres éléments de preuve, la Commission n'a pas mené une enquête approfondie sur les secteurs de la production et des pipelines. Elle a toutefois jugé qu'il lui incombait de se renseigner sur la réglementation actuelle, d'évaluer le nombre très restreint de points dont elle avait été saisie et de soumettre certaines observations sur le contenu du volume IV du Livre vert.

A l'invitation de la Commission, des témoins de l'Office national de l'énergie (ONE), de l'Alberta Petroleum Marketing Commission (APMC) et de l'Energy Resources Conservation Board de l'Alberta (ERCB) sont venus déposer devant elle. Le président-directeur général de l'Interprovincial Pipe Line Limited a aussi témoigné, tandis que plusieurs sociétés pétrolières ont déposé des exposés écrits.

Bien que les éléments de preuve concernant la production et les pipelines aient été relativement limités et que la Commission n'ait pas étudié ces secteurs d'une façon aussi approfondie que les autres, elle est néanmoins en mesure de faire un certain nombre d'observations.

La Commission analyse les *prix* réels du brut indigène, au cours de la période visée par le Livre vert, dans le chapitre VI, qui traite des inquiétudes que soulèvent la Politique pétrolière nationale et l'affirmation du Directeur voulant que le brut canadien ait été facturé à des «prix excessifs» de 1958 à 1973. Entre 1974 et 1985, les prix du brut indigène ont été fixés non pas par les sociétés ni par les marchés, mais en vertu d'un accord fédéral-provincial. C'est pour cette raison qu'il n'est pas spécifiquement question ici des prix de ce produit.

Un certain nombre des préoccupations et des critiques du Directeur concernaient ce que, dans son exposé, il qualifiait de conséquences et de coûts indésirables de la réglementation et des interventions des gouvernements fédéral et provinciaux. La Commission appuie la recommandation du Directeur portant que les organismes de réglementation, lorsqu'ils conçoivent et appliquent leurs règlements, en étudient de près les conséquences possibles sur la concurrence. Comme le Directeur, elle est aussi d'avis que certaines activités de réglementation ont réduit la concurrence sur le marché des produits pétroliers et ont eu pour effet de gonfler les prix auxquels sont assujettis les consommateurs canadiens. Il est presque certain, par exemple, ainsi que l'a soutenu le Directeur, que la hausse des prix du brut indigène provoquée par le régime de contingentement du gouvernement de l'Alberta et la Politique pétrolière nationale du gouvernement fédéral s'est répercutée sur les prix des produits pétroliers que paient les consommateurs canadiens. On ne saurait pourtant nier que ces deux programmes ont été très avantageux à certains autres égards.

De toute évidence, la Commission ne pouvait pas analyser en profondeur la rentabilité de l'ensemble des interventions gouvernementales dans les secteurs de la production et des pipelines. Cependant, tout examen sérieux de la réglementation en vigueur dans ces secteurs exige qu'elle se penche sur les circonstances qui ont inspiré au gouvernement sa politique d'intervention, sur les autres politiques dont il disposait et sur les résultats qu'il a obtenus. Il ne suffit pas de déterminer les coûts. La Commission partage cependant la préoccupation du Directeur qui insiste pour que les décideurs tiennent soigneusement compte des effets que pourraient avoir sur la concurrence les diverses politiques qui s'offrent à eux.

2. Le secteur de la production

(a) Introduction

Les producteurs de brut s'adonnent à un vaste éventail d'activités qui vont de l'extraction de brut du réservoir à sa livraison aux terminaux des

canalisations principales. De plus, le secteur de la production assure l'entreposage sur les sites de forage et effectue les premières étapes du raffinage.

Le secteur de la production n'est pas aussi concentré que la plupart des autres secteurs de l'industrie pétrolière. La propriété de la production canadienne de pétrole a été au départ caractérisée par la prédominance d'Impériale. En 1947, cette société a foré le puits de découverte à Leduc et, en 1951, environ 40 p. 100 de la production de l'Ouest canadien lui appartenait. Seulement, il était relativement facile de pénétrer dans le secteur de la production (grâce en partie au régime de contingentement de l'Alberta), si bien que la part du marché de la Cie Pétrolière Impériale a diminué constamment et qu'elle s'établissait à environ 15 p. 100 en 1978.

Pour comprendre le fonctionnement du secteur de la production, il est nécessaire de bien saisir la nature de la roche réservoir et la propriété qu'a le pétrole de se diffuser dans ses limites.

Contrairement aux minéraux solides comme le fer ou le charbon, le pétrole gît à l'état liquide dans une roche réservoir où il est susceptible de circuler suivant les changements de pression. Le fait de retirer du pétrole d'une partie d'un gisement réduit la pression qui s'y exerçait; le pétrole se trouvant dans le secteur voisin commence alors à se déplacer suivant les variations de la pression. Ce phénomène produit le «drainage» ou perte de la réserve d'un propriétaire au profit de celles de ses voisins, s'il ne fore pas lui aussi un puits pour produire des réserves. En fait, un propriétaire n'a que le droit de récupérer des réserves, au lieu de posséder les réserves particulières qui se trouvent sur son terrain, comme ce serait le cas pour un minerai à l'état solide. On a appelé cette doctrine selon laquelle le propriétaire acquiert ce qu'il peut honnêtement produire, la «règle du droit de prise».

Cette règle explique non seulement le besoin qui pousse le propriétaire à constituer ses propres réserves (avant que les autres ne puissent constituer les leurs), mais encore le souci qui l'amène à s'interroger sur le taux de production des autres propriétaires d'un gisement.

Il existe deux types de terres pour la production de brut: les terres publiques et celles qui ont été concédées en propriété libre. Comme leur nom le laisse entendre, les premières désignent celles dont les droits de propriété sur le sous-sol appartiennent à un gouvernement provincial et dans certains cas, particulièrement dans les régions frontalières au gouvernement fédéral. Les terres concédées en propriété libre — et les droits sur leur sous-sol — ont été, pour leur part, accordées à un particulier ou à une entreprise avant que la Couronne ne les ait revendiquées. La proportion terres publiques/terres

concédées varie considérablement d'un champ pétrolifère à l'autre. La province de l'Alberta possède des droits sur 80 à 85 p. 100 de la production totale de brut, tandis que la province de la Saskatchewan n'en détient qu'environ 60 p. 100. Une société donnée, normalement par le biais d'enchères sur des biens fonciers, peut acquérir un droit de preneur à bail sur le pétrole récupéré de certaines terres. Et ce brut, après paiement des taxes et redevances dues au propriétaire pertinent — la Couronne ou un propriétaire foncier libre — appartient à la société productrice.

Avant 1974, les entreprises désireuses d'acheter du brut avaient recours à des ententes bilatérales de caractère privé. C'est la société acheteuse qui, en se fondant sur sa propre évaluation des conditions du marché, affichait les prix qu'elle était disposée à payer pour le brut. La production extraite du gisement pétrolifère était mêlée, puis acheminée, par le réseau de collecte et les canalisations principales vers les lieux de raffinage, au Canada et aux États-Unis. En pratique, les prix étaient reliés par le jeu des différences généralement acceptées dans la qualité des bruts aux prix fixés par Impériale pour le brut Redwater.

Jusqu'en 1974, et compte tenu des exigences du régime de contingentement de l'Alberta, la méthode traditionnelle d'achat et de vente de brut canadien à la tête de puits entraînait des négociations directes entre producteur et acheteur. Il continua d'en être ainsi après 1974 pour le pétrole albertain extrait des terres concédées, et, dans les provinces autres que l'Alberta, pour le pétrole provenant tant des terres publiques que des terres concédées. Le contrat résultant de ces négociations se limitait parfois à la production de puits bien définis, mais il supposait plus généralement la vente et l'achat de toute la production d'un propriétaire, dans le périmètre de tel ou tel champ pétrolifère. Et quelles que fussent les quantités produites — celles-ci pouvant varier d'un mois à l'autre en fonction des changements survenus dans l'exploitation des champs pétrolifères ou pour tenir compte de la demande — l'acheteur en acquérait l'entière propriété aux termes du contrat. Ces contrats d'achat de pétrole brut à la tête de puits ne précisaient donc pas les quantités. Ce type d'accord avait une autre caractéristique. Dans presque tous les cas, en effet, l'une et l'autre parties pouvaient le résilier au moyen d'un préavis écrit de 30 jours. Des modes d'acquisition similaires persistent pour une part importante de la production extraite de terres concédées en Alberta, en Colombie-Britannique, en Saskatchewan et au Manitoba. La déréglementation récente des prix du brut canadien n'a pas modifié ces pratiques.

De 1974 à juin 1985, les pétroles bruts produits sur les terres publiques de l'Alberta étaient commercialisés par l'Alberta Petroleum Marketing Commission aux prix établis en vertu d'accords fédéraux-provinciaux. Le rôle

de l'APMC et l'évolution récente qu'elle a subie sont décrits plus loin dans le présent chapitre.

Outre la production appartenant en propre à des particuliers, il existait depuis toujours trois manières d'acquérir ou d'acheter du brut valables à la fois pour la production provenant des terres publiques et celle qui était extraite des terres concédées. La première (appelée par Impériale «formule de contrôle par le premier acheteur»), impliquait l'achat d'un pétrole brut déterminé à la tête de puits. Il s'agissait simplement d'un achat de brut, par contrat, d'un autre producteur: ce brut était mesuré dès la sortie du puits ou lors de son transfert aux conduites d'amenée.

La seconde manière désignait une activité d'achat de brut qui se situait en aval des champs pétrolifères, habituellement dans un important terminal de pipeline. Dans ces terminaux, les bruts particuliers étaient mélangés. A l'heure actuelle, plus de 200 bruts produits en Alberta se combinent dans divers réseaux de collecte pour former dix à douze mélanges. Outre qu'elle achemine bon nombre de ces produits dès qu'ils arrivent, la société Interprovincial Pipe Line (IPL) peut également en combiner d'autres selon des proportions déterminées. L'achat de ces divers produits bruts en circulation est normalement moins officiel que l'achat de bruts par contrat à la tête de puits. (Selon les documents d'Impériale déposés comme preuves et cités par le Directeur, ces achats relèvent de la «formule de contrôle par le second acheteur».)

La troisième manière de faire l'acquisition de brut est l'achat «spot», qui n'implique pas de longues échéances. D'habitude, ces achats mettent en cause des quantités relativement faibles, celles dont une entreprise a besoin pour équilibrer ses approvisionnements par suite d'une évolution de la demande.

(b) Les inquiétudes du Directeur concernant le régime du contingentement et les politiques de l'ERCB

Dans le Livre vert, le Directeur a critiqué à la fois les interventions du gouvernement albertain et la conduite des sociétés dans les secteurs de la production et de la commercialisation des pétroles bruts.

En ce qui concerne le régime de contingentement de l'Alberta, tel que l'applique l'Energy Resources Conservation Board de l'Alberta (ERCB), le Directeur a déclaré que:

> Le système de contingentement de l'Alberta est allé plus loin qu'il n'était nécessaire pour éliminer le gaspillage et répondre aux exigences d'une production concertée. De plus, le contingentement a visé non seulement la conservation, mais

aussi le marché. L'Alberta a réduit la demande bien en deçà des T.E.M. combinés de ses différents gisements et, ce faisant, est intervenue dans la fixation du prix courant du pétrole brut. La limitation de la production provinciale à la somme des engagements mensuels des acheteurs, comme substitut de la demande sur le marché, n'est pas nécessaire à des fins de conservation. Un tel procédé élimine la concurrence entre les fournisseurs et fixe effectivement un prix. Ainsi, il favorise davantage les objectifs des producteurs, y compris la prévention du fléchissement des prix, que les intérêts des consommateurs. A l'abri des changements indépendants dans l'offre et la demande de pétrole qui auraient causé autrement une érosion des prix, le prix du brut albertain est demeuré, durant des années, plus élevé que le prix qui aurait eu cours sur un marché libre.

Grâce à son régime de contingentement, l'Alberta a permis à l'industrie de maintenir le prix absolu du brut à un niveau élevé. Les producteurs de la Saskatchewan étaient libres de profiter de la production ainsi offerte puisque les autorités provinciales ont préféré ne pas partager avec l'Alberta le fardeau du contingentement.

Depuis les années 1950, l'ERCB et son prédécesseur ont réglementé la plupart des questions relatives au forage des puits et à la production du pétrole et du gaz en Alberta. L'ERCB et le programme qu'il applique en matière de contingentement du marché déterminent la quantité de pétrole produite à quelque moment que ce soit en Alberta[2].

Le contingentement au prorata fait partie intégrante de l'industrie pétrolière de l'Alberta depuis décembre 1950. Sa fonction première est de fournir les moyens de répartir la production entre un nombre considérable de gisements de pétrole (quelque 750 gisements en 1983) durant les périodes où la capacité de production est excédentaire par rapport aux exigences du marché. La capacité de production a toujours été plus grande que les ventes depuis 1949, et cette disproportion persiste. (Les seuls moments, au cours des 34 dernières années, où la production albertaine n'était pas limitée, se situent entre mars 1973 et juillet 1974 et, par intermittence, entre février 1979 et septembre 1980, deux périodes de perturbations internationales dans le domaine des approvisionnements en pétrole.) Le contingentement au prorata a fait l'objet de nombreuses études. Il est généralement admis que cette formule, tout en permettant un accès relativement facile au secteur de la production en Alberta, a pratiquement éliminé la concurrence par les prix chez les producteurs.

---

2. L'Energy Resources Conservation Board de l'Alberta est établie par la *Energy Resources Conservation Act*, R.S.A. 1980, en vue de réglementer la plupart des affaires se rapportant au forage des puits et à la production du pétrole et du gaz en Alberta. C'est un organisme de réglementation, qui souvent est appelé à trancher dans des questions soulevées par l'opposition entre des intérêts industriels concurrents, entre les intérêts de l'industrie et ceux qui sont en dehors de l'industrie, enfin entre l'intérêt du public et les droits privés. Les objectifs de l'ERCB, relativement au domaine du pétrole et du gaz, sont énoncés à l'article 4 de la *Oil and Gas Conservation Act*, R.S.A. 1980.

Les témoins de l'ERCB ont soutenu devant la Commission que le Directeur avait négligé d'évaluer les motifs du programme ou la manière dont il fonctionnait. Le Directeur, ont-ils prétendu, semblait avoir tourné son attention vers une seule conséquence ressentie du programme (une atténuation de la concurrence par les prix), et avoir négligé de se demander s'il y avait d'autres choix possibles. Selon leur opinion, le Directeur aurait dû considérer si, en l'absence d'un contingentement au prorata, l'effet sur le consommateur canadien pendant la période de 30 ans aurait été meilleur ou pire.

L'ERCB a reconnu que «le plan a empêché les raffineurs nationaux d'acheter du pétrole à des prix de marasme pour de brefs laps de temps et, partant, a pu entraîner une faible hausse des coûts pour le consommateur pendant la période de 1958 à 1973». Toutefois, selon elle, n'importe lequel de ces coûts était plus que compensé par les profits réalisés grâce au contingentement au prorata, et «les avantages que le consommateur aurait pu tirer de coûts inférieurs pendant cette période auraient été contrebalancés bien des fois par les coûts supplémentaires qui seraient intervenus à la fin des années 1970 et pendant les années 1980, lorsqu'il aurait fallu satisfaire, à des prix considérablement plus élevés, les besoins de quantités supplémentaires de pétrole importé de l'étranger».

Bien que l'Accord de l'Ouest de 1985 n'ait modifié ni le rôle de l'ERCB ni le contingentement au prorata en soi, la Commission croit comprendre qu'un groupe d'étude du gouvernement de l'Alberta soumet actuellement le régime de contingentement à une révision intensive.

(c) Les inquiétudes du Directeur au sujet des politiques de l'Alberta Petroleum Marketing Commission

Dans le Livre vert comme dans son argument à la fin des audiences, le Directeur a parlé des inquiétudes que lui inspiraient les effets concurrentiels des politiques de l'Alberta Petroleum Marketing Commission (APMC) pour la période de 1974 à 1984:

> L'APMC a remplacé la «formule de contrôle par le premier acheteur» en limitant le nombre d'acheteurs approuvés depuis 1974.
>
> Le pouvoir de réglementation qu'exerce l'APMC en vue de commercialiser le pétrole brut de l'Alberta produit sur les terres publiques cédées à bail peut constituer un obstacle considérable à la concurrence ayant pour objet l'accès au brut.

Créée en 1973, l'APMC a été chargée de fixer les prix et de définir les conditions de vente de l'ensemble du pétrole extrait des terres publiques en Alberta. L'APMC a commencé à vendre du brut le 1er mars 1974[3].

Avant le mois de juin 1985, l'APMC, au moyen de ses avis ou communiqués relatifs aux prix, a fixé les prix du pétrole extrait des terres concédées à bail par la Couronne afin de maintenir le prix moyen du brut au champ pétrolifère au prix convenu par les gouvernements fédéral et albertain. A cette fin, la Commission devait fixer les prix en fonction des différences de qualité attribuables à la densité et à la teneur en soufre. Elle prenait livraison du brut à des réservoirs de stockage installés à pied d'oeuvre ou aux points d'arrivée des pipelines d'alimentation, s'occupait de son transport vers les points de vente et le vendait à des acheteurs de son choix, selon divers types de contrats, allant des contrats à terme et à volume fixe aux contrats de vente en disponible.

Entre le 1er mars 1974 et le 31 mars 1980, les ventes de brut dont l'APMC était responsable ne pouvaient être faites qu'à ses «acheteurs approuvés». La liste des «acheteurs approuvés» se composait tout simplement des sociétés qui, avant la création de l'APMC, avaient toujours acheté des bruts albertains. La liste a par la suite été allongée de façon à inclure Turbo et Petrofina. La société Petro-Canada est venue s'y substituer à Pacific Petroleums en se portant acquéreur de celle-ci en 1979. Des témoins représentant l'APMC ont déclaré à la Commission que la liste était composée de clients «fiables». L'APMC considérait la liste comme un moyen de se protéger contre les mauvais payeurs (éventualité qui, en fait, ne s'est jamais produite) et comme un moyen de «paraître juste» à l'égard des clients fidèles qui achetaient du brut en Alberta depuis un grand nombre d'années. Elle désirait surtout assurer l'approvisionnement continu de ses clients de longue date, même lorsque les réserves commençaient à baisser en raison des ventes faites à de nouveaux clients de l'extérieur de l'Alberta.

---

3. Au mois de septembre 1973, le gouvernement du Canada a imposé un blocage des prix du brut d'une durée de cinq mois. C'est à ce moment que le contrôle des prix du brut au Canada est passé du secteur pétrolier au gouvernement, qui a assuré ce contrôle jusqu'en juin 1985. Pendant cette période, les prix des bruts canadiens étaient fixés au moyen d'accords conclus entre le fédéral et les provinces. L'Alberta Petroleum Marketing Commission a été créée en vertu de l'*Alberta Petroleum Marketing Act*, S.A. 1973, c. 96 afin de permettre au gouvernement de l'Alberta de contrôler la vente du brut albertain. La Commission devait agir à titre d'agent exclusif de la Couronne en ce qui concerne la vente de la part de la production de brut (et de pentanes plus) qui est extraite des terres publiques de l'Alberta et, de ce chef, assujettie au versement de redevances, et à titre d'agent exclusif du locataire à bail en ce qui concerne la vente de la part de la production appartenant à ce dernier et provenant de ces mêmes terres. La Commission s'est acquittée de ce mandat en plusieurs étapes au cours des six années suivantes, soit jusqu'en avril 1980.

Au cours de la majeure partie de 1974, les producteurs ont vendu du brut à des acheteurs de leur choix qui figuraient sur la liste des acheteurs approuvés. Les ventes s'effectuaient aux prix prévus dans le communiqué de prix de l'APMC, et les acheteurs remettaient aux exploitants les produits de chaque vente. Les exploitants remettaient à leur tour à l'APMC les produits de la vente provenant de la part de la production sur laquelle la Couronne prélevait des redevances. Entre décembre 1974 et mars 1980, les exploitants ont livré du brut à des acheteurs approuvés de leur choix, mais les ventes ont été faites par l'APMC au moyen de contrats conclus avec des acheteurs approuvés, et les produits de chaque vente ont été versés à l'APMC par les acheteurs. Cette dernière a déclaré à la Commission que la formule des acheteurs approuvés avait pris fin le 1er avril 1980. Quoique, à la suite de cette mesure, les sociétés pétrolières canadiennes qui n'étaient pas des clients fidèles de l'APMC aient pu obtenir plus facilement du brut auprès de l'APMC, celle-ci a continué de faire preuve d'un certain favoritisme pour ce qui a trait au choix de ses clients. En effet, elle a décidé de ne pas vendre à des courtiers, car elle estimait qu'il n'y avait pas de place pour des «intermédiaires» sur les marchés où elle était elle-même présente. Les critères de sélection de l'APMC variaient également en fonction de la disponibilité des approvisionnements destinés à l'exportation qui excédaient les besoins du Canada.

Une modification majeure relative à l'acquisition du brut albertain est survenue en avril 1980. En effet, tous les contrats de gré à gré conclus entre producteurs et acheteurs en ce qui concerne l'achat du pétrole de la Couronne ont été annulés, l'APMC s'attribuant ainsi le rôle d'acheteur exclusif du pétrole provenant des terres publiques.

Après 1980, l'APMC a pris directement possession de l'ensemble de la production extraite des terres publiques — tant en ce qui concerne la part porteuse de redevances que celle du locataire à bail. La Commission s'est occupée du transport du brut vers Edmonton et autres terminaux de pipelines en Alberta. Ce transport s'effectuait au moyen de réseaux de collecte dont, pour certains, l'APMC était la seule utilisatrice. Comme l'APMC s'était également chargée de fixer les prix du brut, elle affichait les prix à la tête de puits pour l'ensemble du pétrole extrait des terres publiques. Elle avait aussi proposé d'acheter et de transporter tout pétrole provenant des terres concédées à perpétuité selon les mêmes conditions que le pétrole appartenant à la province de l'Alberta.

L'APMC était devenue le fournisseur de l'ensemble du pétrole extrait des terres publiques de l'Alberta. A cette fin, elle fixait les prix à la tête de puits dans les limites de la fourchette de prix moyens établis aux termes d'ententes fédérales-provinciales, achetait l'ensemble de la production extraite des terres

publiques, en assurait le transport au moyen de réseaux de collecte et la vendait à des acheteurs situés en aval. Par conséquent, les raffineurs qui n'avaient pas accès à leurs sources d'approvisionnement traditionnelles (y compris leur propre production) étaient tenus de contracter des engagements d'achat mensuels auprès de l'APMC, de préciser la quantité de chaque amalgame de bruts désiré et d'indiquer à quel endroit le produit devait être expédié. De plus, si le brut ainsi acquis ne pouvait être utilisé comme il avait été prévu au départ, l'acheteur était tenu de rendre le brut à la Commission pour que celle-ci puisse le revendre. Cette façon de procéder à l'égard du pétrole appartenant à la Couronne en Alberta (qui représentait environ 85 p. 100 de la production de brut léger de la province) signifiait en fait que les sociétés n'avaient presque plus un mot à dire en ce qui concerne l'acquisition, la fixation des prix, le transport et la vente du brut dans l'Ouest du Canada.

Aucune ligne de conduite législative existait pour régir le pouvoir discrétionnaire de l'APMC relatif à la vente du pétrole. L'APMC s'était fixé pour objectif premier de vendre tout le pétrole qui pouvait être extrait chaque mois des terres cédées à bail par la Couronne. Son deuxième objectif consistait à répartir les approvisionnements utilisables entre les acheteurs, d'une façon qui soit systématique et compatible avec les intérêts de la province de l'Alberta.

L'entente fédérale-provinciale (Accord de l'Ouest) visant à libérer les prix des bruts canadiens à compter du 1er juin 1985 est venue modifier considérablement le rôle que jouait l'APMC en tant que fournisseur exclusif de la majeure partie du brut albertain. Actuellement, seule la part de production provenant des terres sur lesquelles la Couronne prélève des redevances doit être remise à l'APMC. Au lieu d'assurer la vente de 85 p. 100 de la production de brut en Alberta, comme cela en était le cas avant l'entrée en vigueur de l'Accord de l'Ouest, l'APMC n'en assure actuellement qu'environ 30 p. 100. Tout en se chargeant de vendre cette part qui est assujettie au prélèvement des redevances, l'APMC joue un rôle d'agent auprès de bon nombre de producteurs propriétaires de terres concédées à perpétuité. Le reste de la production est écoulé sur le marché libre, tout comme il l'était avant la mise sur pied de l'APMC en 1973. Dans ses rapports avec les acheteurs, l'APMC ne joue plus, aujourd'hui, qu'un rôle de vendeur ou mandataire dont plusieurs viennent de s'implanter sur le marché. Dorénavant, les deux parties négocient les prix. Peu importe l'inquiétude que l'ancienne politique de l'APMC (qui consistait à vendre du brut uniquement à des «acheteurs approuvés» ou à restreindre de toute autre façon l'approvisionnement) ait pu inspirer dans le contexte de la politique de concurrence, aujourd'hui personne, y compris l'APMC, ne détient une part du marché du brut suffisamment importante pour lui permettre de restreindre ou d'interdire l'accès à des acheteurs éventuels.

(d) Les allégations formulées par le Directeur à l'égard des sociétés

Dans un exposé sur le secteur de la production présenté dans le volume IV du Livre vert, le Directeur a formulé un certain nombre de graves allégations à l'égard de certaines grandes sociétés pétrolières, notamment Impériale. En effet, il a soutenu que les sociétés intégrées recouraient à un mécanisme de fixation des prix des bruts canadiens qui leur évitait d'avoir à se faire mutuellement concurrence au niveau des prix.

Il a également soutenu que la concentration des canalisations principales dans les mains de sociétés intégrées principales a facilité la dissémination de l'information et a été à l'origine de pratiques discriminatoires dont les non-propriétaires ont fait les frais. Selon lui, le fait qu'un petit nombre de grandes sociétés «contrôlaient» la majeure partie du brut leur conférait un pouvoir discrétionnaire qui leur permettait d'interdire l'accès au marché à des acheteurs éventuels et de réduire la concurrence par les prix au sein des producteurs. Selon le Directeur, la formule de «contrôle par le premier acheteur», en ce qui concerne le brut acheté à la tête de puits, permettait à la société Impériale de contrôler dans une mesure inacceptable la vente des bruts canadiens. Enfin, le Directeur estimait que le contrôle de la structure des prix permettait aux principales sociétés de désavantager d'autres raffineurs en leur vendant des bruts «surévalués».

(e) Les observations de la Commission

Comme on l'a déjà indiqué, la Commission n'a pas mené d'enquête approfondie sur les allégations exposées ci-dessus. Peu de preuves ont été exigées étant donné qu'une réglementation exhaustive a été adoptée depuis la parution du Livre vert et, contrairement à ce qui s'est passé dans d'autres secteurs, les personnes ayant prétendument souffert des pratiques anticoncurrentielles ont soit omis de faire connaître leur version des faits à la Commission, soit nié formellement avoir souffert des pratiques en question.

La Commission revient sur cette question plus loin au terme de son analyse du secteur des pipelines, étant donné que les deux secteurs présentent un rapport étroit en ce qui concerne les allégations formulées par le Directeur à l'égard des sociétés. Selon la Commission, le Directeur n'a pas réussi à étayer ses allégations à l'égard des sociétés productrices. Ses allégations visant le «contrôle par le premier acheteur» de la société Impériale semblent avoir été fondées sur une mauvaise interprétation du marché des bruts de l'Ouest et de sa terminologie. D'après les exposés des producteurs et d'après la preuve recueillie auprès de plusieurs organismes de réglementation provinciaux et nationaux et qui n'ont pas été contredit par le Directeur lors

de la présentation de sa preuve et de son argument, les allégations du Directeur étaient mal fondées. En tout état de cause, elles ne s'appliquent plus à l'industrie que nous connaissons aujourd'hui.

3. Le secteur des pipelines

(a) Introduction

Une fois le brut extrait du sol, le secteur du transport doit le faire parvenir en volumes considérables aux raffineries, installations situées souvent en des endroits assez éloignés. Le transport par pétrolier et le transport par pipeline sont les deux façons les plus économiques de transporter le brut. Par mer, le pétrole et les produits pétroliers sont expédiés en vrac par pétrolier partout dans le monde, tandis que sur terre, ils sont transportés presque exclusivement par pipeline. Les principaux champs pétrolifères du Canada sont enfermés dans les terres, et les pipelines représentent le seul moyen efficace de transporter de grands volumes de brut. En général, les pipelines bénéficient d'économies d'échelle: plus le réseau est considérable, moins élevé sera le coût unitaire de transport. Etant donné l'étendue du marché canadien, relativement peu de grands pipelines sont requis.

Comme on peut le voir d'après la carte apparaissant à la fin du Rapport, deux canalisations principales dominent l'ensemble du réseau des oléoducs au Canada: une se dirige vers l'est, à partir d'Edmonton, et dessert Montréal, l'Ontario et le marché de l'exportation de la région des Grands Lacs des États-Unis; l'autre va d'Edmonton à Vancouver et traverse une partie de la Colombie-Britannique et du Nord-Ouest des États-Unis. La première canalisation principale, opérée par la Interprovincial Pipe Line Limited, est l'oléoduc le plus long de l'Occident et s'étend sur plus de 9 100 kilomètres à travers le Nord des États-Unis pour se rendre à Montréal. Le second réseau principal, le Trans Mountain Pipe Line, part d'Edmonton, traverse les montagnes Rocheuses et fait un coude vers le sud-ouest pour se rendre à Kamloops et à Vancouver. De là, une grande canalisation latérale, dirigée vers le sud, se rend aux raffineries de la région de Puget Sound, aux États-Unis. Un certain nombre de conduites alimentent en brut ces deux canalisations principales à partir de réseaux de collecte installés sur le lieu même des gisements pétrolifères.

A l'origine, la canalisation Interprovincial reliait Edmonton à Superior, au Wisconsin, ce qui représentait une distance d'environ 1 750 kilomètres, dont 480 sur le sol américain; de plus, ce pipeline comportait divers points de

livraison en Saskatchewan et au Manitoba. Le transport du pétrole de Superior à Sarnia s'effectuait par pétrolier[4]. En 1953, le pipeline a été prolongé de Superior à Sarnia et, en 1957, cette ville a été reliée à Port Credit, près de Toronto. Une canalisation allant de Superior à Sarnia via Chicago a été achevée en 1969, et un prolongement jusqu'à Montréal a été terminé en 1976. Il y a maintenant trois conduites côte à côte entre Edmonton et Superior, et deux de Superior à Sarnia. L'une des conduites est utilisée pour transporter des produits raffinés aussi loin que Winnipeg.

C'est la société Impériale qui s'est chargée de mettre sur pied l'IPL et, pendant les premières années, elle a pris à son compte les cautions et les engagements qui étaient nécessaires à son financement. Les représentants d'IPL ont néanmoins affirmé à la Commission qu'Impériale n'avait jamais été traitée différemment des autres expéditeurs.

Entre 1966 et 1977, Impériale détenait 33 p. 100 des actions d'IPL, Gulf seulement 7 p. 100 environ, et Shell juste un peu moins de 2 p. 100. Quelque 19 000 actionnaires se partageaient le reste. Depuis le mois de novembre 1985, Hiram Walker Resources Ltd. est le principal actionnaire d'IPL (34 p. 100 des actions); la participation d'Impériale a été ramenée à 22 p. 100 et celle de Gulf à environ 6 p. 100. Le reste est réparti entre un grand nombre d'actionnaires. Le conseil d'administration d'IPL est constitué de 15 personnes dont cinq sont nommées par Hiram Walker (y inclus un vice-président de Gulf) et trois par Impériale.

IPL a informé la Commission que tant Lakehead qu'elle-même étaient des transporteurs publics acceptant les offres des expéditeurs sur une base mensuelle. La société n'a pas de contrats à long terme avec les expéditeurs qui font appel à ses services. En 1982, 42 expéditeurs ont présenté des offres en vue d'obtenir la livraison de produits pétroliers à 44 raffineries distinctes. En 1983, 44 expéditeurs ont eu recours aux services d'IPL. Interprovincial transporte des amalgames de bruts légers, moyens et lourds, dont la densité et la teneur en soufre varient, du brut de synthèse, des produits liquéfiés extraits du gaz naturel et contenant du propane, du butane et des condensats, et des produits raffinés.

---

4. La société Interprovincial et sa filiale à 100 p. 100, Lakehead Pipe Line Company, Inc. («Lakehead»), sont propriétaires et assurent l'exploitation d'un réseau de pipelines qui transporte du brut et d'autres hydrocarbures liquides de l'ouest à l'est du Canada, soit jusqu'à Montréal. Interprovincial constituée en société en 1949 en vertu d'une loi spéciale du Parlement du Canada est propriétaire et assure l'exploitation de la partie du réseau de pipelines qui est située au Canada. Lakehead, société du Delaware, est propriétaire et assure l'exploitation de la partie du réseau de pipelines située aux États-Unis.

Interprovincial n'est propriétaire d'aucun des stocks qui transitent dans ses pipelines ou se trouvent dans ses réservoirs en quantités proportionnelles de l'utilisation qui est faite de ces installations par chaque expéditeur. Ces stocks, dont la valeur totale était, en 1983, d'environ un milliard de dollars, représentent un investissement constant de la part des expéditeurs. Pour fonctionner, le pipeline doit toujours être pleinement rempli. Avant que la livraison d'un baril de pétrole ne puisse être effectuée, il faut qu'un autre baril soit venu le remplacer dans le pipeline. Le niveau de capacité d'utilisation dépend donc de l'acheminement du flux dans le pipeline.

La Trans Mountain Pipe Line Company Ltd. a été constituée en société en 1951 par une loi spéciale du Parlement. Au moment de sa mise en exploitation en 1953, son réseau original comprenait une seule canalisation allant d'Edmonton à Burnaby et Port Mann (C.-B.). En 1954 et 1955, cette conduite principale a été prolongée jusqu'à des points de livraison situés dans l'État de Washington.

L'Inland Natural Gas Co. Ltd. possède 47 p. 100 des actions en circulation de la Trans Mountain. La Transland Investments Ltd., elle-même en grande partie contrôlée par Inland, en détient un autre 20 p. 100. Le reste des actions est réparti entre plusieurs milliers d'actionnaires. Aucune société pétrolière n'est représentée au conseil d'administration de la Trans Mountain.

Le pétrole brut destiné aux raffineries de la région de Montréal est importé par l'entremise de la société Les Pipe-lines Montréal Limitée et de sa filiale américaine, Portland Pipe Line Corporation. Leur réseau d'une capacité quotidienne de 336 000 barils en 1977 ne transporte aucun pétrole brut extrait au Canada. Il transporte du brut de provenance étrangère depuis Portland (Maine) sur la côte Atlantique, où arrivent les navires pétroliers, jusqu'à Montréal. Cependant, il n'a pas été utilisé à sa pleine capacité depuis 1976, année où le réseau d'Interprovincial a été prolongé jusqu'à Montréal. En fait, en 1979 et 1980, le pipeline Portland-Montréal n'a été utilisé qu'à 30 p. 100 de sa capacité.

Un certain nombre de pipelines «spécialisés» ne servent qu'à transporter des produits pétroliers des raffineries aux marchés. Les produits raffinés sont normalement transportés dans des pipelines distincts des pipelines à pétrole brut. Dans l'Est du Canada, le Sarnia Products Pipe Line d'Impériale et le Sun Canada Pipe Line de Suncor et de Shell transportent des produits raffinés de la région de Sarnia jusqu'à Toronto et approvisionnent divers clients situés sur le parcours. La Trans-Northern Pipe Line Company dessert la zone située entre Toronto et Montréal. Son tronçon est transporte en direction ouest, jusqu'à Ottawa, Cornwall et Maitland, des produits

provenant des raffineries de Montréal. Son tronçon ouest transporte à l'est, jusqu'à Kingston, du pétrole transformé dans des raffineries de l'Ontario. Un autre pipeline de la Cie Pétrolière Impériale Ltée, le Quebec South Shore Products Pipe Line, livre à Boucherville et Drummondville des produits des raffineries de Montréal. Dans l'Ouest, le transport des produits pétroliers est assuré par la société Alberta Products Pipe Line d'Edmonton à Calgary et par la ligne d'IPL d'Edmonton jusqu'en Saskatchewan et au Manitoba. Bien qu'il soit toujours principalement un pipeline de transport de brut, le Trans Mountain a récemment été utilisé pour transporter des produits pétroliers d'Edmonton jusqu'à Kamloops (C.-B.) et, sur une base expérimentale, jusqu'à Vancouver.

Les frais de transport au Canada et aux États-Unis sont déterminés en fonction de tarifs distincts déposés auprès de l'Office national de l'énergie du Canada et avec les autorités chargées de la réglementation aux États-Unis. Il existe des tarifs distincts pour les bruts les plus lourds, les liquides extraits du gaz naturel et les produits raffinés.

Les quantités de bruts circulant dans le réseau de l'IPL sont appelés «cargaison» ou «flux» et ils forment deux grandes catégories selon qu'il s'agit d'un flux non caractérisé ou, au contraire, d'un flux distinct ou spécial. Les flux non caractérisés se composent des divers bruts introduits dans le réseau à Edmonton.

Les flux distincts sont composés soit d'un seul brut, soit d'une «cargaison» de deux ou trois bruts compatibles. Un flux séparé devrait avoir un tonnage suffisant pour justifier un traitement distinct et peut être destiné à un ou plusieurs producteurs et expéditeurs. Comme les divers bruts passent dans le même pipeline, il y a une certaine interpénétration lorsque le début d'une cargaison de brut vient en contact avec la fin de la cargaison précédente. Ce mélange est appelé «contaminat». En partie pour contrôler les risques d'interpénétration ou de contamination pendant le transport, et en partie pour faciliter le réaménagement des divers flux et cargaisons aux principales aires de transbordement, on place, le long du parcours, des réservoirs qui servent à stocker chaque flux distinct.

Enfin, il y a les «flux spéciaux» ou exceptionnels qui exigent un traitement particulier. Par exemple, un brut peut contenir des impuretés qui pourraient nuire aux activités d'une raffinerie s'il était livré en même temps que des bruts traditionnels. Il importe donc de livrer ce produit séparément et de l'isoler des autres bruts. Ces mélanges spéciaux sont habituellement destinés à des expéditeurs individuels qui les utilisent à des fins précises.

(b) La réglementation des pipelines

La *Loi sur les pipe-lines* de 1949 régissait les pipelines relevant de la compétence fédérale (ceux qui traversaient des frontières provinciales) et conférait à la Commission des transports («Board of Transport Commissioners»), à l'égard des sociétés de transport par pipeline, de vastes pouvoirs de réglementation semblables à ceux qu'exerce cette Commission sur les chemins de fer canadiens en vertu de la *Loi sur les chemins de fer*. La Commission des transports avait le pouvoir de surveiller les activités de ces sociétés et était tenue d'approuver presque tous les aspects des projets de construction de pipelines.

En 1959, sur avis de la Commission Borden, le Parlement adoptait la *Loi sur l'Office national de l'énergie* qui créait cet organisme et lui donnait des pouvoirs de réglementation sur les pipelines relevant de la compétence fédérale. L'ONE exerce un pouvoir de réglementation sur la construction, l'exploitation et l'entretien des pipelines.

L'ONE a le pouvoir de réglementer «tous les sujets relatifs au mouvement, aux droits ou tarifs» et, depuis décembre 1976, il contrôle les tarifs des pipelines. La *Loi sur l'ONE* prévoit spécifiquement qu'une société qui relève de la compétence de l'Office peut uniquement exiger les droits précisés dans un tarif déposé auprès de l'Office et en vigueur, ou approuvé par une ordonnance de l'Office. L'article 52 de la Loi exige que tous ces droits soient justes et raisonnables et qu'ils soient imposés également à toutes personnes, au même taux, pour des services équivalents. L'Office a le pouvoir de rejeter tout tarif ou droits et d'exiger qu'une société y substitue un tarif qu'il juge satisfaisant.

L'article 55 de la Loi prévoit qu'une société qui relève de la compétence de l'Office ne doit faire, à l'égard d'une personne ou d'une localité, aucune différenciation injuste dans les droits, le service ou les aménagements. En vertu de l'article 56 de la Loi, il appartient à la société de prouver qu'il n'y a pas eu différenciation injuste.

En raison de récentes modifications à la *Loi sur l'Office national de l'énergie*, une nouvelle Partie VI.1 y a été ajoutée. En bref, cette partie prévoit que le gouverneur en conseil peut, par décret, ordonner à l'Office d'exercer un contrôle sur la distribution du stock d'alimentation à l'intérieur du Canada en réglementant l'acheminement du pétrole et du gaz à l'extérieur d'une province ou «d'un endroit au large des côtes» du Canada. De fait, cette modification confère à l'ONE le pouvoir de réglementer l'acheminement du brut et des produits pétroliers dans le cadre du commerce interprovincial.

En Alberta, où se trouvent la plupart des pipelines réglementés au niveau provincial, l'Energy Resources Conservation Board tient des audiences publiques avant d'accorder des permis de construction de pipelines. Depuis 1974, les tarifs affichés par ces pipelines sont aussi contrôlés et revus par l'APMC.

(c) La position du Directeur à l'égard du secteur des pipelines

L'enquête que le Directeur a menée sur le secteur des pipelines, et dont les résultats sont présentés au volume IV du Livre vert, a inspiré à celui-ci un certain nombre de conclusions qui peuvent être résumées ainsi: il existait, dans le secteur canadien des pipelines, une situation de monopole qui a été utilisée pour réduire la concurrence tant en aval qu'en amont; c'est surtout grâce à la concentration de la propriété des pipelines que des mécanismes anticoncurrentiels de fixation des prix ont pu pleinement fonctionner; Interprovincial Pipe Line Limited a renoncé à ses responsabilités en cédant à Impériale, propriétaire d'un pourcentage substantiel de ses actions, le contrôle sur l'accès aux pipelines et aux réservoirs de stockage attenants et, ce faisant, a créé des obstacles à la pénétration dans le secteur du raffinage; les grandes sociétés pétrolières, avec la collaboration d'IPL, se sont réservées un accès préférentiel aux bruts de qualité supérieure expédiés sous forme de flux spéciaux, et ont fourni à leurs concurrents des bruts «surévalués», de moindre qualité, expédiés sous forme de flux non caractérisés; les «marges bénéficiaires excessives» recueillies par les raffineurs-propriétaires avantageaient ceux-ci, au niveau du coût, par rapport aux raffineurs indépendants; Interprovincial a adopté des règles qui défavorisaient les petits expéditeurs; Interprovincial a communiqué à Impériale, sur les activités des concurrents de cette dernière, des renseignements qui la plaçaient dans une position avantageuse face à eux; les réunions des expéditeurs facilitaient les échanges d'information entre concurrents et, du même coup, la fixation des prix et la prise de mesures discriminatoires défavorisant les petits expéditeurs.

(d) Les positions des sociétés

La nature des divers «flux» et «mélanges» de bruts a été décrite brièvement ci-dessus. Il est ni pratique ni efficace de transporter chaque type de brut de façon distincte. Il faut donc mélanger certains flux ou gammes de bruts. Lorsque des bruts de qualité et de valeur différentes sont mélangés pour le transport, il faut procéder à un rajustement de la valeur des bruts transportés parce que la raffinerie à laquelle le produit est destiné peut recevoir un mélange de bruts qui, en raison de la spécificité de sa teneur en soufre et de sa densité, peut être de qualité supérieure ou inférieure au brut offert par l'expéditeur dans l'Ouest du Canada. Avec l'accord des autres

expéditeurs qui utilisent son pipeline, l'IPL a fourni à Impériale les renseignements nécessaires pour lui permettre, à titre «d'intermédiaire des expéditeurs», de procéder aux rajustements de la valeur au nom de l'ensemble des expéditeurs.

Interprovincial Pipe Line Limited et Impériale ont toutes deux présenté à la Commission des exposés dans lesquels elles nient les allégations du Directeur concernant l'objet et les conséquences des activités d'Impériale à titre «d'intermédiaire d'expéditeur» et soutiennent que, de toute évidence, le Directeur a mal compris et mal interprété les politiques et les pratiques d'IPL et d'Impériale.

IPL a informé la Commission qu'elle n'en était encore qu'à ses débuts lorsque les expéditeurs ont décidé de confier à Impériale, et non à elle-même, la tâche, essentiellement comptable, d'être leur intermédiaire. Impériale déterminait la qualité de chaque type de brut compris dans un mélange, puis, en fonction des écarts constatés, décidait du taux de majoration ou de minoration à appliquer. Interprovincial ne communiquait à Impériale que les volumes des différents types de bruts incorporés aux mélanges transportés au cours du mois précédent, et les noms des expéditeurs associés à ces types de bruts. Elle le faisait au su et avec le consentement de tous les expéditeurs. Interprovincial ne donnait aucun renseignement sur le prix des divers bruts, et, en fait, il s'agissait là d'information qu'elle ne possédait pas dans le cours normal de ses activités. De toute façon, tout porte à croire que les prix du brut étaient très largement connus.

IPL a affirmé que la communication de renseignements d'Interprovincial à Impériale se faisait de façon ouverte et publique. Ceci était fait pour faciliter les services qu'Impériale assurait à l'industrie et puisqu'on croyait que cette procédure était la plus efficace. En outre, tous les expéditeurs pouvaient aussi obtenir, sur demande, n'importe quel renseignement transmis à Impériale.

Interprovincial ne s'est aperçue que d'autres expéditeurs n'approuvaient plus cette pratique qu'en 1972, alors que Gulf lui a demandé de ne communiquer aucun renseignement sur ses activités à d'autres expéditeurs sans obtenir d'abord son consentement. Dès qu'Interprovincial a eu vent des objections de Gulf, elle a cessé de communiquer à Impériale les renseignements en question.

En conclusion, IPL a soumis:

> Les deux erreurs fondamentales qui ont été commises par le Directeur se répercutent sur le reste de ses constatations: celui-ci a cru que la formule de

rajustement de la qualité était utilisée pour fixer les prix et qu'Impériale contrôlait l'accès aux flux de bruts séparés. Une fois ces erreurs relevées, les autres allégations du Directeur ne tiennent plus.

L'exposé qu'Impériale a présenté à la Commission au sujet des secteurs de la production et des pipelines ainsi que ceux présentés par Shell et Gulf ont eu le même effet[5].

Aucun des raffineurs ou distributeurs moins importants qui auraient dû, semble-t-il, être touchés par les pratiques anticoncurrentielles décrites par le Directeur dans son Livre vert ne s'est présenté pour faire part de ses plaintes ou de ses préoccupations. Cependant, à la demande de la Commission, un d'entre eux est venu témoigner, soit la Consumers' Co-operative Refineries Limited. Contrairement aux allégations présentées par le Directeur, les témoins de cette société ont déclaré que non seulement ils n'avaient aucune plainte à formuler contre Interprovincial ou Impériale, mais que, en fait, ils étaient d'avis que ces deux sociétés avaient rendu de bons et efficaces services à l'industrie.

M. B.F. Dahlstrom, qui a une longue expérience de l'industrie du pétrole et qui dirige une raffinerie pour Consumers', s'est opposé à l'accusation du Directeur voulant que les grandes sociétés pétrolières aient, grâce aux réunions des expéditeurs tenues de concert avec Interprovincial, acheminé des bruts plus chers et de moindre qualité vers la raffinerie de Consumers' située à Regina. Il ne croyait pas que le pipeline avait été utilisé de manière à défavoriser Consumers'. M. Dahlstrom a fait le commentaire suivant au sujet d'Impériale: «En sa qualité d'agent d'approvisionnement, cette société s'est comportée de façon totalement honorable, et les rapports que nous avons eus avec elle m'inspirent le plus grand respect à son égard».

Des représentants de l'Office national de l'énergie, témoignant à la demande de la Commission, ont informé celle-ci que l'expérience qu'ils avaient acquise au sein de l'organe de réglementation fédéral chargé des pipelines interprovinciaux ne leur permettait pas d'appuyer la position du Directeur. Ils ont informé la Commission qu'avant 1979 l'ONE n'a reçu aucune plainte officielle ou officieuse concernant l'accès aux pipelines.

Les allégations du Directeur concernant l'utilisation discriminatoire de flux spéciaux et d'amalgames de bruts au moment des livraisons de bruts par le pipeline d'IPL, et la question connexe de l'accès aux réservoirs de stockage

5. Impériale a informé la Commission qu'elle ne fait plus les calculs de péréquation applicables au pipeline d'IPL et que c'est maintenant un cabinet d'experts-comptables qui s'en charge.

ou «de séparation», ont trait à des aspects très techniques de l'exploitation des pipelines, pendant une période qui s'étend sur bien des années, et à de nombreux documents soumis en tant qu'éléments de preuve et tous difficiles à décrire et à analyser en quelques paragraphes. Cependant, la preuve soumise par IPL et Impériale, que le Directeur n'a pas mise en question dans sa présentation de la preuve ou dans son argument, a eu pour effet de convaincre la Commission que certaines parties de l'analyse du Directeur semblent avoir été fondées sur une information insuffisante au sujet de l'exploitation des pipelines.

4. «L'affaire Sipco»

Des représentants de Sipco Oil Ltd. ont témoigné qu'en 1979, période où l'offre de brut aussi bien que de produits dérivés s'était raréfiée au Canada comme à l'étranger, ce fournisseur indépendant avait eu des difficultés à obtenir du brut indigène et à le faire transporter par pipeline de l'Ouest vers les raffineries du centre du pays.

En 1979, le marché tendu qui a fait suite à la révolution iranienne a créé de séduisantes occasions d'affaires pour tout fournisseur de produits pétroliers. Ces occasions avantageuses amenèrent beaucoup de fournisseurs à chercher à obtenir, de la part des raffineurs, des quantités de pétrole supérieures à la normale; ces occasions incitèrent un petit nombre d'indépendants à chercher à conclure, avec des raffineurs, des accords de traitement en vertu desquels ils tenteraient d'obtenir du brut et de le faire transporter par pipeline pour qu'on le raffine à leur compte. La preuve présentée donne à penser que la Société Nationale Elf Aquitaine (Elf), Pébec Inc., les Huiles Norco et les Huiles Spur (Murphy) au Québec et Sipco Oil en Ontario, de même que Turbo Resources dans l'Ouest du Canada, ont cherché à conclure de tels accords.

En 1979, BP Canada informait Sipco qu'en raison de la raréfaction de l'offre, elle ne pouvait plus la ravitailler en brut. M. Nigel Turner, de Sipco, a déclaré à la Commission que Sipco s'était mise en rapport avec l'APMC au début de 1980 afin d'être approvisionnée en brut. L'APMC avait alors informé Sipco qu'elle n'était pas un acheteur approuvé (n'étant pas raffineur) et que, par conséquent, elle devait se mettre en rapport avec un raffineur qui pourrait lui obtenir du brut de l'APMC. L'APMC proposa également que Sipco cherche à s'approvisionner auprès d'un propriétaire de terres concédées (non contrôlées par l'APMC), mais étant donné la situation qui régnait alors, Sipco n'avait pas été en mesure de suivre ces conseils. Selon M. Turner:

> Sa position était la suivante: elle ne voulait traiter qu'avec ses clients désignés; or, à l'époque, Sipco n'était pas un client désigné; si la société Sipco ne pouvait s'organiser avec un tiers pour l'achat de pétrole brut, l'APMC n'était pas en mesure de lui vendre du brut produit sur les terres de la Couronne. L'APMC a aussi suggéré que la société achète du brut produit sur les propriétés foncières libres, ce qu'elle a tenté de faire, mais sans succès.
>
> L'APMC nous a fait savoir que nous n'étions pas raffineurs et qu'elle ne pouvait donc nous considérer comme des clients... tel le voulait la réglementation de l'Alberta.

Sipco a pu surmonter cet obstacle grâce aux démarches entreprises par le gouvernement de l'Ontario auprès de l'APMC et en concluant, avec BP (et plus tard, avec Petro-Canada), un accord de traitement en vertu duquel le raffineur obtiendrait du brut de l'APMC (jusqu'à 5 000 barils/jour) et le traiterait au nom de Sipco.[6]

Sipco a connu des difficultés analogues quand elle a voulu avoir accès au réseau des pipelines de l'Interprovincial Pipe Line pour que son brut albertain soit transporté vers le centre du Canada.

> ...Interprovincial Pipe Line répartissait l'accès au pipeline entre ses fournisseurs habituels. Aussi disposions-nous de 3 000 barils par jour sans avoir aucun titre d'ancienneté à cette répartition.

Ce problème a été résolu à la suite d'interventions de l'Office national de l'énergie et lorsque l'IPL a consenti à fournir à Sipco une capacité de pipeline équivalant à 5 000 barils/jour.

D'autres problèmes semblables relatifs aux pipelines et qui allaient se poser pour les fournisseurs à l'ouest du Québec furent bientôt supprimés par l'achèvement des travaux de doublement du pipeline à la tête des Grands Lacs, travaux qui lui donnaient une capacité suffisante pour répondre à toute demande d'accès. En novembre 1979, l'ONE établissait la marche à suivre qu'il allait observer pour attribuer de l'espace aux nouveaux expéditeurs qui avaient besoin de brut au Québec. Les répartitions des approvisionnements de pétrole prévues par ce programme englobait tous les indépendants dont il a été fait mention ci-dessus.

---

6. L'APMC a refusé de ravitailler Petrosar en pétrole brut pendant 1981, à la suite de consultations avec des représentants du gouvernement de l'Alberta. Ce refus était relié à un différend politique entre le gouvernement fédéral et celui de l'Alberta. Selon les éléments de preuve présentés, l'APMC aurait continué après 1980 d'approvisionner certains non-raffineurs par l'intermédiaire de raffineurs qui avaient convenu de traiter leur brut. Cependant, même avant l'Accord de l'Ouest de 1985, à mesure que l'offre dépassait la demande, l'APMC semble avoir adouci volontiers sa politique et avoir directement approvisionné des non-raffineurs.

Les difficultés qu'a éprouvées la société Sipco dans ses rapports avec l'APMC et l'IPL ont, semble-t-il, amené le Directeur à affirmer, dans l'argument qu'il a développé devant la Commission, que «les revendeurs indépendants demeurent dans l'incertitude quand ils cherchent à avoir accès à des pipelines dont la capacité est limitée», que les politiques de l'APMC «peuvent constituer un obstacle de taille à la concurrence ayant pour objet l'accès au brut . . . et qu'en empêchant les fournisseurs indépendants d'avoir accès au brut, l'APMC a dressé des obstacles à la concurrence.»

5. Les conclusions de la Commission

Pour les raisons énoncées plus tôt, la Commission n'a pas mené de longues enquêtes ni sur la conduite des sociétés, ni sur les interventions gouvernementales dans les secteurs de la production intérieure et des pipelines. Cependant, les documents dont dispose la Commission, y compris le Livre vert, n'ont pas réussi à établir, à la satisfaction de celle-ci, que les allégations formulées par le Directeur, au volume IV du Livre vert, contre Interprovincial Pipe Line Limited, Impériale et certaines autres sociétés oeuvrant dans les secteurs de la production ou des pipelines, étaient justifiées.

Parmi les remèdes qu'il proposait dans son Livre vert, le Directeur avait réclamé une réglementation plus stricte des pipelines, ainsi que la modification de la politique de l'APMC. Or, l'un et l'autre de ces remèdes font partie de la réalité de 1986. Tous les aspects de l'exploitation des pipelines, y compris les tarifs, sont aujourd'hui réglementés. Impériale ne procède plus aux calculs de «péréquation» qui étaient un sujet d'inquiétude pour le Directeur. L'APMC vend moins du tiers de la production totale de brut léger en Alberta et doit faire face aux conditions du marché comme n'importe quel autre vendeur. Les acheteurs disposent de nombreuses sources d'approvisionnement. Aujourd'hui, par suite de la déréglementation, les prix du brut indigène sont déterminés en grande partie par les tendances concurrentielles des marchés de Chicago et de Montréal où les bruts canadiens doivent concurrencer les prix du pétrole étranger.

Selon le troisième remède proposé par le Directeur dans le Livre vert, les sociétés pétrolières intégrées se seraient défaites de leurs avoirs dans les pipelines relevant de la juridiction fédérale. La preuve ne justifiait pas la mise en oeuvre de cette proposition et elle ne fut pas reprise par le Directeur lors de la conclusion de l'enquête.

Les préoccupations plus récentes du Directeur, telles qu'il les a exprimées dans son argument, se rapportent autant ou davantage aux programmes de réglementation de l'État qu'à la conduite des sociétés pétrolières. La

Commission partage son opinion sur la nécessité pour les pouvoirs publics d'accorder toute l'attention voulue aux effets que peuvent avoir sur la concurrence les diverses politiques qu'ils doivent examiner.

La preuve qu'a examinée la Commission n'implique pas la nécessité de nouvelle intervention de l'État, ni de mesures correctives destinées à promouvoir la concurrence dans les secteurs de la production ou des pipelines. Le contrôle gouvernemental sur les installations relatives au pétrole brut et sur sa production, pour des motifs de conservation et en vue de protéger les titres de propriété des producteurs, est possible sans contingentement au prorata de la demande. Du reste, une des raisons d'être de ce contingentement — la protection des producteurs non intégrés — peut avoir perdu de sa force par suite de l'accès aux marchés des États-Unis.

La Commission est d'accord avec l'Office national de l'énergie qui déclarait dans son exposé:

> De la position avantageuse qu'il occupe, l'Office ne ressent donc guère le besoin de réglementer ou de contrôler davantage l'exploitation des pipelines. . . . Toutefois, l'Office n'a pas de solutions générales à proposer touchant le moyen de stimuler et d'assurer, dans les meilleures conditions possibles, la concurrence au sein des secteurs de la production et des pipelines.

La Commission reconnaît l'importance éventuelle, pour les fournisseurs non raffineurs, d'avoir accès aux sources de brut, aux pipelines, et peut-être même aux installations d'entreposage; par conséquent, elle comprend les préoccupations exprimées par le Directeur. Néanmoins, les faits que la Commission a examinés laissent croire que les difficultés possibles se limitent aux circonstances plutôt rares où le marché est tendu. Ils donnent à penser, au demeurant, que l'expérience acquise par les parties en cause dans l'affaire Sipco, en 1979-1980, y compris l'APMC, l'Interprovincial Pipe Line et l'Office national de l'énergie, devrait probablement, à l'avenir, faciliter davantage l'accès au brut.

Si l'on fait exception de Sipco et de Petrosar, nul n'a rendu compte de difficultés pour obtenir du brut indigène, ni de l'insuffisante capacité des pipelines. Les ennuis de Sipco ont été éphémères et ne se sont pas répétés. Les problèmes vécus par Petrosar ont été causés par un conflit entre gouvernements. L'ONE n'a reçu ces dernières années aucune plainte pour ce qui est de l'accès aux pipelines. Dans l'éventualité peu probable où des problèmes du même ordre se poseraient à nouveau, la Commission croit que les précédents établis en 1979-1980 permettent de voir qu'on trouvera des solutions et que les non raffineurs ne seront pas défavorisés. De toute façon, le pouvoir de réglementation de l'ONE est suffisant pour empêcher qu'on abuse de ceux qui voudraient s'implanter sur le marché.

Si des goulets d'étranglement devaient se former, il existe en temps normal un certain nombre de recours pour ceux qui auraient du mal à obtenir du brut ou à avoir accès aux pipelines; parmi ces recours, signalons l'ONE et la *Loi relative aux enquêtes sur les coalitions*. Et, en temps de grave pénurie, l'expérience acquise permet de croire à l'intervention éventuelle des ministères fédéraux et provinciaux, de même qu'à celle de l'Office de répartition des approvisionnements d'énergie.

Dans ces circonstances, la Commission n'a aucune mesure corrective particulière à recommander au Ministre en ce qui concerne le secteur de la production ou celui des pipelines.

IX

L'importation du brut depuis 1973

1. Le secteur international depuis 1973

(a) Introduction

Depuis la fin de 1973, l'industrie pétrolière internationale s'est transformée de façon radicale. Au cours des années 1970, le marché canadien du pétrole a lui aussi connu des mutations profondes. La structure et les activités de ce secteur ont tellement évolué qu'à bien des égards, les industries internationale et nationale décrites dans le Livre vert du Directeur n'existent plus.

À l'échelle internationale, la période postérieure à 1973 peut se scinder en deux étapes, l'une allant de 1973 à 1981 environ et l'autre de 1981 à aujourd'hui. La première de ces étapes a été caractérisée par des hausses appréciables et nombreuses du prix des bruts étrangers, l'emprise de l'Organisation des pays exportateurs de pétrole (OPEP) sur le marché international, la nationalisation des gisements par les pays producteurs et la transformation subséquente du rôle des pétrolières multinationales, la raréfaction momentanée de l'offre, l'inquiétude croissante des consommateurs au sujet des approvisionnements en pétrole, la mise sur pied d'un nombre accru de sociétés pétrolières nationales, la multiplication des ententes entre États, l'importance accrue accordée à l'exploration dans des zones d'accès plus difficile et plus dispendieux et l'intensification de la réglementation gouvernementale dans plusieurs pays consommateurs.

C'est en 1960, en grande partie grâce aux efforts du Venezuela, qu'a été créée l'Organisation des pays exportateurs de pétrole[1]. Inquiets de la diminution des recettes procurées par les impôts et les redevances, les

1. L'OPEP compte treize États membres : L'Algérie, l'Équateur, l'Indonésie, l'Iran, l'Iraq, le Koweït, la Libye, le Nigeria, le Qatar, l'Arabie saoudite, les Émirats arabes unis (y compris Abu Dhabi), le Venezuela et le Gabon. Les deux tiers de la production de l'OPEP proviennent du Moyen-Orient et sont contrôlés par les membres de l'Organisation des pays arabes exportateurs de pétrole et par l'Iran.

principaux pays producteurs situés hors de l'Europe et de l'Amérique du Nord se sont unis en vue de trouver des moyens d'accroître leurs revenus.

Le fait qu'un grand nombre de pays consommateurs, et en particulier les États-Unis, sont devenus de plus en plus tributaires du brut provenant des pays de l'OPEP au cours des années 1960 et du début des années 1970 a permis aux pays membres de cette organisation de resserrer davantage leur emprise sur les prix et de relever progressivement le niveau de leurs prix affichés. À la même époque, les pays membres de l'OPEP augmentaient le montant des impôts et des redevances sur la production afin d'accroître encore leurs recettes. Cette hausse du «prélèvement de l'État d'origine» a été répercutée sur l'acheteur sous la forme d'une augmentation des prix du pétrole.

Non seulement les États d'origine ont-ils cherché à faire monter les prix, mais ils ont aussi essayé d'obtenir des droits de propriété sur le brut extrait de leurs gisements. La nationalisation ou les «prises de participation» leur ont permis de contrôler un volume de pétrole de plus en plus considérable. La plus récente vague de nationalisations a débuté en Algérie, au début des années 1970, lorsque ce pays a nationalisé toutes les sociétés pétrolières non françaises et a pris une participation de 51 p. 100 dans les sociétés françaises. Les concessions iraquiennes ont été nationalisées entre 1972 et 1975.

En juin 1973, le gouvernement de la Libye a décidé à son tour d'acquérir 51 p. 100 des actions des sociétés pétrolières implantées sur son territoire. Celles qui se sont opposées à cette mesure ont été carrément nationalisées. L'Iran a lui aussi nationalisé, en 1973, le consortium étranger qui exerçait ses activités à l'intérieur de ses frontières. En janvier 1974, le Koweït a pris une participation de 60 p. 100 dans les concessions contrôlées par la Kuwait Oil Company. Dans le cas de l'Arabie saoudite, la nationalisation était un fait accompli depuis le début de 1976; l'accord final n'a cependant été signé qu'en août 1980. Le Koweït et le Qatar ont complété la prise de contrôle des zones de concession du golfe Persique en 1976 et 1977 respectivement. En 1976, le Venezuela a nationalisé toutes les sociétés pétrolières sur son territoire. Enfin, le Mexique avait déjà nationalisé son industrie pétrolière en 1938.

(b) La crise de 1973

Depuis 1973, le monde a connu deux chocs pétroliers d'envergure internationale. Le premier a eu lieu après la guerre arabo-israélienne déclarée en octobre 1973. La plupart des pays arabes exportateurs ont alors imposé un embargo sur les livraisons de pétrole aux nations qu'ils taxaient d'être favorables à Israël, principalement les États-Unis et les Pays-Bas. Le

second s'est produit en 1978-1979 au cours de la révolution iranienne et de la période qui a suivi, lorsque les exportations de brut en provenance de ce pays ont été interrompues pendant plusieurs mois pour ne reprendre ensuite que partiellement.

L'embargo de 1973 a suscité une grande inquiétude dans l'ensemble du monde occidental, soucieux de la sécurité de ses approvisionnements en pétrole; aussi le cours du disponible a-t-il atteint jusqu'à 17 $ le baril à la fin de 1973[2]. Cette situation devait déclencher une autre série d'augmentations de prix, si bien qu'au moment de la levée de l'embargo, en mars 1974, le prix du pétrole avait quadruplé.

Avant de décrire les événements de la fin des années 1970, il convient de souligner que les crises de 1973-1974 avaient profondément transformé l'industrie internationale du pétrole brut. Les pays membres de l'OPEP ont pris en main la vente de leur pétrole tandis que les sociétés pétrolières voyaient leur rôle et leurs réseaux commerciaux traditionnels se modifier radicalement. Désormais, c'était les pays de l'OPEP, et non plus les sociétés pétrolières, qui avaient le pouvoir de fixer les prix et de contrôler les niveaux de production.

De 1975 à 1978, la situation est demeurée relativement stable. Le ralentissement du rythme de la croissance économique des pays industrialisés a provoqué une baisse de la demande de pétrole en provenance des pays de l'OPEP. Cette organisation produisait d'ailleurs moins de pétrole en 1978 qu'en 1974, et l'on extrayait maintenant du pétrole en mer du Nord et en Alaska. En 1977, l'économie mondiale achevait de se remettre des hausses de prix antérieures; les prix du brut, rajustés en fonction de l'inflation, avaient baissé et les pays consommateurs commençaient à importer davantage.

(c) La crise de 1979

Vers la fin de 1978, le renversement du Chah d'Iran a entraîné une réduction des exportations de pétrole iranien. En 1979 les prix du pétrole ont augmenté lorsque ceux du marché du disponible ont dépassé le prix de l'OPEP. Celui-ci, qui était d'environ 13 $ (US) pour un baril de brut de référence saoudien léger, a ensuite progressé vers le prix spot. Vers la mi-février 1979, le brut saoudien léger se vendait environ 25 $ le baril sur le marché international du disponible, soit presque le double du prix officiel de 1978. La montée inexorable des prix du pétrole s'est poursuivie durant 1979,

2. Dans ce Rapport, tout comme dans les transactions internationales, les prix internationaux de brut sont cités en dollars US.

faisant passer le prix de vente officiel moyen à environ 30 $ le baril dans l'espace d'un an.

La perte de la production iranienne concomitante du renversement du Chah a privé les grandes sociétés pétrolières internationales d'environ 3,5 millions de barils par jour, les forçant à renoncer à certaines transactions avec des tiers pour pouvoir continuer d'approvisionner leurs propres raffineries. Les dispositions restrictives imposées par certaines sociétés nationales ont nui à une nouvelle répartition des stocks pétroliers. L'affolement des consommateurs a engendré, d'autre part, un accroissement de la demande de produits pétroliers qui a amené un transfert rapide des stocks existants aux dernières étapes du circuit d'approvisionnement, pour en faire des réserves secondaires et tertiaires, à mesure que le stockage spéculatif s'intensifiait. Les mesures prises par les pays importateurs ont créé un marché favorable aux vendeurs, alors que la crainte d'une grave pénurie engendrait une folle ruée vers le pétrole et que les États s'empressaient de conclure des ententes bilatérales avec les divers pays exportateurs.

(d) Les prix du brut étranger au cours des années 1970

Dans les années 1950, les prix réels du brut ont baissé d'environ 2,5 p. 100 par année; au cours des années 1960, ce taux de diminution annuel est passé à 4,5 p. 100. Pendant les années 1970 toutefois, les prix réels du brut ont été multipliés par 10 environ, atteignant un taux de croissance annuel moyen de presque 30 p. 100. Au début des années 1970, la prise de décisions relatives à la fixation des prix et à la détermination des niveaux de production est passée aux pays producteurs. En 1975, les pays d'origine avaient abandonné le régime des prix affichés pour le remplacer par ce qui s'appelle maintenant le prix de vente officiel ou le prix officiel fixé par l'État. Après 1974, les divers prix de vente officiels étaient largement diffusés. En conséquence, le marché international du brut est devenu plus transparent.

À la suite des événements d'Iran en 1979, les producteurs ont commencé à modifier leurs pratiques d'établissement des prix et, par la suite, le pétrole a été vendu de trois façons principales: par contrat à terme aux prix officiels; par contrat à terme aux prix officiels majorés d'une prime; par cargaison unique ou par vente à court terme au prix spot. En 1980, les prix officiels variaient plus que ne le justifiaient les différences de la qualité ou de frais de transport. En général, les prix officiels s'appliquaient au «pétrole de concession» des sociétés participantes et à la plupart des transactions entre États. Dans ce dernier cas, le pétrole était habituellement vendu au prix officiel fixé par l'État, un prix bien inférieur à celui qui se pratiquait dans le cadre des autres transactions directes qui prévoyait une prime atteignant jusqu'à 11 $ par baril. Dans le cas de bien des transactions gouvernementales,

l'acheteur devait accepter de fournir une aide d'ordre technologique ou autre. Le prix du pétrole brut précisé dans les autres contrats à terme, qui représentaient peut-être 30 p. 100 des ventes de l'OPEP, était généralement le prix officiel majoré d'une prime. Ces primes pouvaient prendre des formes différentes. Au début de 1980, par exemple, le Koweït demandait simplement une prime de 5,50 $ par baril pour les quantités dépassant un volume de base précisé pour chaque acheteur. L'Iran exigeait des acheteurs de brut qu'ils s'approvisionnent aussi en fuel. Tous les clients du Mexique, y compris Petro-Canada, devaient acheter du brut lourd et non seulement du brut léger. Enfin, l'Algérie demandait 3 $ par baril pour financer ses travaux d'exploration. Ces primes variaient davantage que les prix officiels.

En 1980, la crise de 1979 avait fait éclater le cadre assez rigide des écarts de prix entre les bruts de différentes qualités, et seules ses caractéristiques fondamentales subsistaient. L'écart entre la valeur des bruts légers, à faible teneur en soufre, et celle des bruts plus lourds, à forte teneur en soufre, s'était considérablement élargi en raison de la plus grande différence de valeur entre les produits raffinés à partir de ces diverses qualités de brut.

Le prix moyen pondéré de tout le brut importé dans les pays membres de l'Agence internationale de l'énergie (l'AIE) a atteint un sommet de 36,60 $ US (prix fob) le baril en mars 1981, comparativement à environ 14 $ US le baril en décembre 1978. En septembre 1981, ce prix avait baissé de 7,1 p. 100 (il n'était plus que de 34 $ US le baril). Les prix de vente officiels ont beaucoup varié au cours de cette période. En janvier 1981, les bruts libyen et nigérien se vendaient à un prix aussi élevé que 41 $ US et 40 $ US le baril respectivement.

En mars 1983, les prix officiels (de l'OPEP) du brut ont amorcé une baisse que l'OPEP a réussi à limiter à 5 $ le baril en restreignant la production de brut. En 1983, 40 à 45 p. 100 du brut vendu au niveau international l'était, semble-t-il, à un prix moins élevé que le prix officiel[3]. Le présent chapitre décrit plus loin des fluctuations plus récentes des prix du pétrole.

---

3. Le pétrole est vendu en dollars US. En conséquence, selon le cours du dollar américain, il se peut que les prix demandés aux pays consommateurs ne suivent pas la même tendance, ou soient même beaucoup plus sensibles aux fluctuations que les prix de l'OPEP. Par exemple, l'Agence internationale de l'énergie, installée à Paris, a découvert qu'au cours du deuxième trimestre de 1984, le prix du pétrole avait en réalité augmenté de 8 p. 100 au Japon et de 9 p. 100 dans un groupe de pays européens, parce que les monnaies de ces pays avaient subi ces pourcentages de dévaluation par rapport au dollar américain, tandis que le prix officiel du pétrole restait à 29 $ US.

(e) L'évolution du rôle des sociétés et des réseaux de vente

Avant 1973-1974, les sept soeurs[4] et d'autres sociétés participantes ne se contentaient pas d'extraire le pétrole de l'OPEP. Elles s'occupaient aussi de la distribution de plus de 90 p. 100 de ce pétrole. Elles recevaient une partie du pétrole en vertu d'accords directs de concession qui leur accordaient la propriété du pétrole qu'elles produisaient et elles obtenaient le reste grâce à la «rétrocession», c'est-à-dire en rachetant le pétrole produit par leurs soins au nom du pays d'origine. Le volume ainsi obtenu excédait leurs besoins de raffinage et de distribution, ce qui leur permettait de vendre près de 7 millions de barils par jour à des tiers. Moins de 10 p. 100 du pétrole de l'OPEP était distribué hors des circuits d'acheminement des *Majors*.

La nationalisation et les autres transformations structurelles survenues au cours des années 1970, et qui sont décrites ci-dessus, ont radicalement modifié le rôle des sociétés pétrolières sur le marché international du pétrole. La plupart des sociétés ne sont plus concessionnaires des gisements pétrolifères en exploitation. En conséquence, il y a eu une diminution marquée de la quantité du brut «de concession» vendu à l'échelle internationale. Certes, les sociétés pétrolières ont souvent continué d'exploiter les installations de production en raison de leur compétence technique, mais uniquement à titre d'entrepreneurs et d'acheteurs de brut et sous la direction ultime des pays producteurs. Bien que beaucoup d'entre elles aient continué de recevoir du brut provenant de leurs anciennes concessions, elles ne l'obtenaient pas au coût de production mais aux prix de vente fixés par l'État et souvent à des conditions d'achat bien définies.

En 1973-1974, les grandes sociétés pétrolières ont vendu chaque jour environ 6 millions de barils de brut supplémentaires à leurs besoins aux tiers. Les sociétés pétrolières nationales des pays producteurs se sont appropriées graduellement cette part du marché. Les marchés de tiers que détenaient les sociétés se sont rétrécis à mesure que le volume des ventes directes et bilatérales effectuées par les États augmentait.

Bien qu'entre 1970 et 1978, les grandes sociétés pétrolières internationales aient perdu la maîtrise d'une très grande partie du territoire mondial en exploitation, elles assuraient toujours un pourcentage élevé du commerce du brut à l'échelle internationale. Au lieu de produire du pétrole brut qui leur appartenait et de verser des impôts et des redevances aux États d'origine, elles achetaient de plus en plus de pétrole de ces pays. Les moyens par lesquels le pétrole devenait la propriété d'une société avaient donc changé,

4. Exxon (Esso) ou Standard Oil of New Jersey, Royal Dutch/Shell, Mobil, Gulf, Texaco, Standard Oil of California (Socal) et British Petroleum (BP).

mais en ce qui concerne le pétrole et les produits pétroliers vendus par les *Majors*, la situation était restée à peu près la même à la dernière étape du circuit de distribution (la consommation) ou, à vrai dire, à partir du port de chargement du brut.

La perte initiale de 5,5 millions de barils par jour en exportations de pétrole iranien en 1979 a réduit l'approvisionnement quotidien des sept grandes sociétés pétrolières d'environ 3,5 millions de barils. À cause de cette perte et des perturbations logistiques conséquentes, les *Majors* ont réduit leurs ventes aux tiers (qui équivalaient à environ 4,5 millions de barils par jour juste avant la crise), et les clauses de certains accords de participation entre sociétés ont cessé d'être respectées. Lorsque la production de pétrole iranien a repris, les grandes sociétés pétrolières ont récupéré moins d'un million de barils par jour. L'Iran a préféré commencer à vendre son pétrole directement aux consommateurs que, dans certains cas, les *Majors* avaient cessé d'approvisionner et qui, pour la plupart, voulaient procéder ainsi parce qu'ils étaient très inquiets de la sécurité de leurs approvisionnements. La ruée du consommateur vers le pétrole s'est donc intensifiée, permettant ainsi à d'autres pays producteurs de mieux contrôler leur pétrole. Le Koweït, l'Iraq, le Venezuela et d'autres pays producteurs ont réduit les quantités auxquelles maintes sociétés avaient droit au titre de la concession et de la rétrocession, tandis que le Nigeria nationalisait les actifs de la société British Petroleum situés dans ce pays.

De plus en plus, les sociétés pétrolières d'État des pays producteurs se sont mises à vendre le pétrole auparavant cédé aux *Majors* et à d'autres sociétés participantes directement à d'autres sociétés pétrolières, aux États consommateurs ou à leurs représentants, ou sur le marché du disponible. Les ventes directes ont bientôt représenté près de 45 p. 100 du volume total des ventes des pays producteurs et ont engendré des profondes mutations structurelles sur le marché mondial du pétrole. Bien des grandes sociétés pétrolières manquaient désormais de brut. De vendeurs nets qu'elles étaient en 1973, elles sont devenues des acheteurs nets.

Les sociétés pétrolières ont réduit leurs ventes sur le marché libre lorsqu'elles ont cessé de bénéficier d'un traitement préférentiel relativement à l'approvisionnement, parce que le brut qu'elles pouvaient encore obtenir devait servir à leurs propres activités. En perdant leur accès direct aux fournisseurs, les sociétés dotées de réseaux de raffinage, de commerce et de distribution bien établis ont perdu un privilège de longue date et ont été tenues de faire davantage concurrence, sur les marchés des tiers, à d'autres sociétés en situations analogues. Entre 1973 et 1980, le volume de brut vendu sur le marché libre par des sociétés privées a baissé sensiblement. Il a été

ramené de 7 à 2 millions de barils par jour. Au cours de la même période, les ventes réalisées sur ce marché par les pays producteurs ont brusquement augmenté de plus de 9 millions de barils par jour. En pourcentage des ventes sur le marché libre, les ventes des sociétés ont été ramenées de 74 à 15 p. 100, tandis que celles des pays producteurs sont passées de 26 à 85 p. 100.

(f) L'évolution du marché du disponible

La bousculade à laquelle a donné lieu le réaménagement des sources d'approvisionnement en brut, à la suite des événements d'Iran, a fait comprendre aux producteurs que la formule de l'affrètement au voyage leur permettait de vendre d'importants volumes de brut à prix élevés. Au milieu de 1980, les vendeurs de pétrole au voyage étaient principalement des pays producteurs et des sociétés non associées. Auparavant, le marché libre du brut avait porté sur de relativement petites quantités de pétrole vendues par des intermédiaires à Rotterdam, Singapour ou ailleurs. Parce que le brut circulait surtout à l'intérieur des sociétés intégrées, les ventes au jour le jour avaient essentiellement constitué jusqu'ici un mécanisme d'équilibrage minutieux de l'offre et de la demande. En 1979, les producteurs ont créé un marché du disponible tout à fait nouveau, de taille plus imposante et jouant un rôle différent sur le marché pétrolier.

Le 1,2 million de barils par jour vendus sur le marché du disponible au cours de l'été de 1980 représentait 9 p. 100 du marché libre. Des rapports révèlent qu'une cargaison pouvait changer de mains plusieurs fois. Même si la revente rend assez malaisé le calcul du volume des ventes sur le marché du disponible, les experts sont d'avis que ce volume a augmenté vers la fin des années 1970 et le début des années 1980. (Après 1976, par exemple, Suncor du Canada a pourvu à tous ses besoins en brut étranger sur le marché international du disponible.) On a estimé que de 30 à 40 p. 100 du pétrole vendu à l'utilisateur final en 1984 avait été obtenu sur le marché du disponible. En outre, de plus en plus de contrats à terme sont maintenant conclus en fonction du prix spot en vigueur au moment de la signature et prévoient des formules de rajustement des prix du pétrole au cours de la période d'application de l'accord[5].

(g) Les réactions des pays consommateurs

Les chocs pétroliers de 1973 et de 1979 ont donné naissance à deux ordres de préoccupations dans les pays consommateurs: 1) la permanence de

5. Le présent chapitre traite plus loin de la récente création d'un marché à terme pour le pétrole, mais ce sujet reste étranger aux allégations du Directeur et à l'examen des preuves qu'il a soumises.

l'approvisionnement et 2) le prix du pétrole et l'effet de ce prix sur leur économie.

Même avant le choc pétrolier de 1973-1974, certains États consommateurs participaient de plus en plus activement à l'industrie pétrolière internationale. Car, avant 1973, des pays comme la Finlande, la France, l'Italie, l'Autriche, l'Espagne, la Norvège et la Grande-Bretagne avaient tous augmenté le rôle de leur gouvernement par l'établissement d'entreprises pétrolières d'État. Les sociétés pétrolières nationales d'Italie, d'Espagne et d'Autriche furent chargées d'importer, en entier ou en partie, le pétrole consommé dans ces pays. Dans d'autres pays comme le Japon, les gouvernants ont adopté des politiques de persuasion, de surveillance ou de contrôle des sociétés internationales comme moyen de réaliser leurs objectifs nationaux.

En 1973-1974, et de nouveau en 1979, les gouvernements des principales nations importatrices tentèrent de réagir politiquement aux initiatives de l'OPEP. Les pays membres de l'OCDE, à l'exception de la France notamment, décidèrent pour la première fois en 1974 d'agir en commun en créant l'Agence internationale de l'énergie. Cette organisation groupant 21 nations s'est alors mise en frais d'élaborer des plans en vue de faire face à toute pénurie future et cela, par la mise au point d'un programme de partage des produits pétroliers, le consentement de chaque nation participante à conserver des stocks minimums, la promotion de la recherche de pétrole en dehors des pays de l'OPEP et l'encouragement à mettre au point d'autres formes d'énergie. Au cours de la dernière décennie, les pays consommateurs ont cherché à modérer l'accroissement de la demande d'énergie et à explorer non seulement de nouvelles sources d'approvisionnement en pétrole mais aussi de nouvelles sources d'énergie. Au Canada, le souci de garantir les approvisionnements s'est exprimé dans un document du gouvernement fédéral publié en 1976 sous le titre *Une stratégie de l'énergie pour le Canada — politique d'autonomie*. Cet effort général a entraîné un déclin appréciable des quantités de brut utilisées dans les pays consommateurs et une surcapacité pour les sociétés pétrolières et les États producteurs.

(h) Les marchés conclus entre les États

Les marchés conclus d'État à État en vue de l'approvisionnement en pétrole sont apparus à la suite du choc pétrolier de 1973-1974. Ils reflétaient principalement le désir des pays consommateurs de garantir leurs approvisionnements de pétrole ainsi que le souhait croissant des pays producteurs de vendre leur pétrole directement plutôt que par le truchement de sociétés étrangères.

Comme les nations consommatrices n'avaient plus la même confiance dans les fournisseurs traditionnels, elles ont formé des sociétés pétrolières contrôlées par l'État ou ont amené celles-ci à traiter directement avec les gouvernements ou avec les sociétés d'État des pays producteurs, en vue de contrats de vente à long terme (si possible). L'initiative a donné des ententes intergouvernementales prévoyant la fourniture de brut; ces ententes faisant souvent partie d'un accord commercial plus vaste entre deux pays. En vertu de ces conventions, le prix du brut était établi au prix officiel fixé par l'État du pays producteur. Les paiements prenaient parfois la forme de biens ou de services. En 1980, le Canada signait avec le Mexique un accord prévoyant la fourniture de 50 000 barils par jour de brut mexicain au Canada.

Entre 1973 et le milieu des années 1980, les quantités visées par les marchés conclus entre États sont passées de 1,5 million de barils à 8,6 millions de barils par jour, soit 34 p. 100 du brut vendu entre les nations du monde libre. En 1980, la société pétrolière nationale d'Arabie saoudite, Petromin, vendait son brut directement aux gouvernements (ou à leurs agents) de l'Argentine, de l'Autriche, de la Belgique, du Brésil, de la Corée du Sud, du Danemark, de la France, des Philippines et de la Turquie.

Malgré l'augmentation de leur nombre et l'attention qu'ils suscitaient à la fin des années 1970, les marchés conclus entre États semblent s'être maintenant stabilisés à environ un tiers du brut vendu sur le marché international pour les économies industrielles du monde libre. Les dix premières sociétés pétrolières en importance «traitent» plus de 60 p. 100 du brut vendu sur les marchés internationaux du monde libre, mais les quantités de brut qu'elles possèdent sont beaucoup moindres et elles sont obligées d'acheter le gros de leurs stocks des États producteurs. Cette observation s'avère moins juste par suite de la diminution de l'importance des pays membres de l'OPEP comme sources d'approvisionnement.

(i) Les réserves contractuelles

À mesure qu'augmentaient les ventes effectuées par les nations productrices aux sociétés pétrolières et aux États, les contrats comprenaient de plus en plus de réserves sur les pays où le brut devait être consommé et sur la manière de l'utiliser. Ces réserves ont pris une variété de formes, dont les suivantes:

Réserve quant au système: exigences concernant l'utilisation du pétrole uniquement pour les raffineries, le réseau de distribution ou le marché intérieur de l'acheteur;

Réserve quant à la revente: limitations imposées aux ventes aux tiers et aux échanges entre sociétés;

Réserve quant à la destination: par exemple, boycottage d'Israël ou de l'Afrique du Sud, ou refus d'autoriser les livraisons par le canal de Suez;

Dispositions anticoncurrentielles: exigences obligeant les acheteurs de brut à ne pas concurrencer les ventes directes du premier producteur. Ces dispositions restreignaient encore davantage les ventes aux tiers ainsi que les activités des revendeurs et des autres intermédiaires;

Achats obligatoires: obligation pour l'acheteur d'acheter des produits pétroliers ou du brut de qualité inférieure, souvent au prix fort, s'il voulait être sûr de pouvoir compter sur son approvisionnement habituel de brut; et

Réserve quant au transport: obligation de faire transporter le brut par des pétroliers appartenant au producteur.

Par exemple, pour être approvisionnée en brut, Petro-Canada a signé un contrat d'un an avec le Venezuela en octobre 1981. Un témoin de Petro-Canada a déclaré à la Commission que le contrat en question interdisait à Petro-Canada de revendre le pétrole à l'extérieur du Canada; il croyait, ajouta-t-il, qu'«il existait des réserves sur la destination des produits dans presque tous les récents contrats des sociétés nationales d'approvisionnement». Le prix de vente était le prix de vente officiel vénézuélien, et le témoin a dit à la Commission qu'il croyait que personne ne pourrait obtenir de pétrole vénézuélien à des prix inférieurs au prix de vente officiel. Les autorités vénézuéliennes «ont exercé une foule de pressions» pour que le pétrole soit transporté par des bateaux vénézuéliens, mais Petro-Canada a été en mesure de s'y opposer, en faisant valoir que le mandat qu'elle avait reçu du gouvernement canadien l'obligeait à utiliser des bateaux canadiens.

(j) L'évolution depuis 1981

Ces dernières années ont été caractérisées par un déplacement des approvisionnements mondiaux de pétrole des régions de l'OPEP vers d'autres régions, une abondance des réserves de brut, la chute des prix mondiaux, une proportion croissante de pétrole vendue sur le marché libre, l'implantation des nations productrices dans les secteurs aval de l'industrie, l'affaiblissement de la réglementation touchant les coûts ou les prix dans les pays consommateurs et une réduction importante des besoins de brut et de produits pétroliers.

La consommation de pétrole dans le monde libre, après avoir augmenté pendant la plus grande partie des années 1970, a diminué de 17 p. 100 depuis 1973 et de plus de 11 p. 100 depuis 1979. Le rôle de l'OPEP sur le marché mondial du pétrole a perdu beaucoup de son importance. On compte actuellement 73 pays producteurs de pétrole dans le monde. Treize d'entre

eux seulement sont membres de l'OPEP. La production de brut de l'OPEP a baissé de plus de 45 p. 100 entre 1979 et 1985. L'approvisionnement en pétrole hors OPEP s'est accru de plus de 10 millions de barils par jour, soit de 62 p. 100, au cours des dix dernières années. Les pays membres de l'OPEP assurent moins de 30 p. 100 de la production pétrolière mondiale; une bonne part du pétrole vendu sur le marché international provient de producteurs qui ne sont pas membres de l'OPEP comme le Mexique, le Royaume-Uni, la Norvège, l'Égypte, l'Inde, le Brésil, la Malaisie et la Chine[6].

La réduction prononcée de la demande de pétrole a engendré une surcapacité de production et affaibli l'aptitude des principaux producteurs à maintenir leurs prix. D'après la plupart des prévisions, la demande de pétrole croîtra très lentement, favorisant ainsi une surcapacité de production pendant une autre décennie. Personne ne pouvant appliquer des prix de manière efficace ni abaisser les niveaux des stocks, les prix du pétrole ont commencé à fluctuer très fortement durant les dernières années, en réaction aux attentes nouvelles concernant son cours futur. Aujourd'hui, l'OPEP n'a un plafond qu'en matière de production, mais elle ne possède aucun moyen efficace de le faire respecter. Les lois du marché déterminent désormais les prix du brut. Durant les derniers mois comme en démontre la baisse prononcée des prix mondiaux de brut, il n'y a pas un seul groupe de sociétés ou de pays qui a la puissance voulue pour dominer le marché.

Quoique les approvisionnements de brut semblent actuellement abondants, les économies occidentales ne seront pas en mesure de se passer du pétrole de l'OPEP d'ici la fin du siècle. Il semble que le pétrole continuera d'être la source énergétique dominante longtemps après le début du XXIe siècle. Qui plus est, la teneur en soufre du baril moyen devient de plus en plus forte, tandis que la demande de ce même baril s'oriente vers les produits légers, à faible teneur en soufre.

Dans l'industrie pétrolière internationale, le passage de la puissance aux mains d'un groupe plus vaste de sociétés et de gouvernements se poursuit toujours. L'industrie internationale se compose d'ailleurs aujourd'hui d'un éventail plus grand de sociétés privées et d'entreprises d'État. L'ascension des sociétés pétrolières nationales, la croissance d'un vaste secteur commercial et la déréglementation des marchés américains et canadiens sont autant de facteurs qui ont contribué à soumettre de nouveau les prix du pétrole aux forces du marché.

---

6. Une source importante et influente de brut sur le marché international est l'Union Soviétique. L'adoucissement des prix du brut international pendant la dernière moitié de 1984 aurait commencé par l'offre «temporaire», proposée par l'Union Soviétique, d'accorder une remise de 1,50 $ sur le prix du baril du brut soviétique.

On a estimé qu'au moins la moitié du pétrole mondial continue de changer de mains en vertu de contrats à terme, mais que ces contrats sont beaucoup plus souples qu'autrefois. On croit que la plupart des ventes faites à partir de la mer du Nord, de l'Arabie saoudite, du Venezuela, du Mexique et de l'Indonésie font partie de cette catégorie. Cependant, le «terme» se mesure maintenant en mois, et même en semaines, plutôt qu'en années. Aujourd'hui, presque tous les contrats autorisent des ajustements de prix quotidiens, hebdomadaires ou mensuels. Les intéressés hésitent de plus en plus à conclure des ententes à prix fixes.

D'aucuns supposent qu'entre le tiers et la moitié de toutes les transactions pétrolières sont actuellement effectuées sur le marché du disponible. L'essor des marchés du disponible et à terme, qui réagissent instantanément à l'offre ou à la demande à courte échéance, ainsi qu'aux impératifs dont l'influence s'exerce à long terme, jointe à la proportion croissante des échanges spot sur les marchés pétroliers mondiaux, a affaibli la structure des prix de vente officiels. Souvent, lors d'un échange, l'autre partie intéressée ne peut elle-même utiliser le pétrole; elle doit donc le vendre. Aussi lui faut-il accorder des remises pour attirer l'acheteur.

On a assisté à la croissance explosive des marchés pétroliers à terme à New York et, dans une moindre mesure, à Londres. Les échanges à terme se sont développés au point d'atteindre près de 30 millions de barils par jour. Le court terme pétrolier a déjà commencé à jouer un rôle important dans la fixation des prix des bruts. Même les *Majors* et les sociétés pétrolières nationales ont commencé à utiliser des prix à terme, non seulement comme prix de référence, mais de plus en plus comme fondement contractuel de la fixation des prix.

Ces dernières années, plusieurs pays de l'OPEP ont produit plus de pétrole que l'OPEP ne le permet officiellement. La plupart des membres du club ont trouvé le moyen de réduire officieusement les prix par le détour des ventes au jour le jour. Les pays de l'OPEP vendent de plus en plus de produits raffinés au lieu de brut, ventes qui échappent au régime du contingentement et des prix qui régit les prix du brut. Les ventes de produits raffinés représentent maintenant environ 20 p. 100 des exportations de l'OPEP. Une troisième façon de contourner la structure des prix officiels se manifeste lorsque les États de l'OPEP se servent de pétrole pour payer des marchandises ou régler des dettes. Ces échanges se font pour la plupart au-dessous des prix officiels de l'OPEP. Les exportations de l'Arabie saoudite ont atteint leur plus bas niveau en 18 ans au début de 1985, parce que les acheteurs se portaient acquéreurs de bruts moins chers auprès des membres de l'OPEP offrant des remises non autorisées.

Les prix officiels du pétrole brut ont baissé de façon spectaculaire depuis le sommet de 34 à 35 $ le baril atteint en 1981. Le 14 mars 1983, l'OPEP ramenait le prix officiel du brut de référence saoudien léger de 34 à 29 $ le baril, une baisse de 20 p. 100 en réalité[7]. En 1984-1985, les prix spot ont exprimé un décalage négatif persistant par rapport aux prix officiels.

En mars 1986, la société Pemex du Mexique vendait son pétrole au prix moyen de 15,04 $ US. Le Venezuela annonçait récemment l'abandon des prix officiels de son pétrole. Les prix spot des bruts légers, qui avaient atteint près de 40 $ US le baril en 1980, ont chuté il y a peu de temps jusqu'à 12 $ le baril. De nombreux spécialistes de la prévision n'envisagent aucune augmentation générale des prix nominaux du pétrole d'ici à la fin de la présente décennie, ce qui n'empêche pas que des variations à court et moyen termes soient presque inévitables.

2. L'industrie et les marchés canadiens

(a) Introduction

L'Est du Canada continue de dépendre du marché pétrolier international. Le Canada importe actuellement plus de 20 p. 100 de l'ensemble de ses besoins de brut ou environ 300 000 barils par jour. Le marché d'exportation (États-Unis) n'est pas moins important pour les producteurs canadiens de l'Ouest avec plus de 200 000 barils de bruts légers par jour qui sont exportés aux États-Unis depuis avril 1986.

Après avoir culminé, pendant la période de 1973 à 1975, aux environs de 900 000 barils par jour, les importations canadiennes de brut sont tombées juste au-dessous de la barre des 300 000 barils par jour en 1983-1984. Cette différence tient à trois phénomènes: 1) la diminution de la consommation de pétrole; 2) l'accroissement des excédents de brut national; et 3) l'aboutissement des efforts du gouvernement fédéral en faveur d'un régime réglementaire de fixation des prix pour promouvoir l'utilisation du brut de l'Ouest dans les raffineries de l'Est canadien.

La gamme des produits pétroliers qu'exigent les Canadiens a évolué: la demande de fuel lourd et de mazout ne représente plus que 20 p. 100 de la consommation au regard de 40 p. 100 il y a une décennie. À mesure que les

7. La réduction, au sein de l'OPEP, des prix de référence de 34 $ à 29 $, en mars 1983, n'a pas été entièrement répercutée sur les consommateurs, surtout en raison d'une hausse subséquente de 26 p. 100 du taux de change du dollar américain.

consommateurs canadiens continueront de passer du pétrole à d'autres combustibles, la demande générale, quant à la qualité du baril, favorisera des produits plus légers qu'à l'heure actuelle. Bien que la capacité de produire du brut léger au pays n'ait pas diminué, contrairement aux prévisions d'il y a quelques années seulement, la qualité moyenne des disponibilités de brut indigène pour le réseau de raffinage canadien est en baisse. Le baril moyen produit au Canada contient un produit de plus en plus lourd à teneur en soufre de plus en plus élevée, tandis que l'on demande un baril moyen de type de plus en plus léger, à faible teneur en soufre. Pendant les quelques prochaines années, l'Est du Canada devra importer du pétrole brut léger, non sulfureux. Or, les types de bruts légers dont l'Est du Canada aura besoin ne sont pas également distribués entre les régions pétrolifères du monde.

Les sources d'importation de pétrole au Canada se sont modifiées de façon étonnante ces dernières années. Alors qu'au milieu des années 1970, les importations en provenance du Proche-Orient représentaient presque les deux tiers des importations de brut, elles sont maintenant presque entièrement remplacées par les importations d'Afrique (Algérie, Libye, Nigeria), de la mer du Nord, du Venezuela et du Mexique. L'OPEP représente maintenant, au Canada, 60 p. 100 des approvisionnements de brut en provenance de l'étranger, au regard de plus de 90 p. 100 dans les années 1970.

Les niveaux canadiens d'importation et d'exportation sont toujours surveillés de près. Bien que le Programme d'indemnisation des importateurs de pétrole (PIIP) du gouvernement fédéral ait été écarté depuis que se manifeste, tout récemment, la tendance à la libération des prix du brut, le ministère de l'Énergie, des Mines et des Ressources a informé la Commission qu'il a demandé que les sociétés pétrolières lui communiquent toujours à peu près le même genre d'information concernant les volumes et les coûts du brut, comme elles le faisaient en vertu du PIIP, et que celles-ci ont accepté sa demande. Ces données permettront au Ministère d'observer le futur marché international du brut de plus près qu'avant le choc pétrolier de 1973.

Les exportations canadiennes de brut léger, en majeure partie aux marchés des États-Unis, qui avaient cessé en 1980, ont repris en 1983 et 1985, pour se rapprocher d'une moyenne d'environ 200 000 barils par jour. Les exportations de brut lourd, qui, en 1980, se situaient au-dessous des 100 000 barils par jour, ont presque triplé pour s'établir à 270 000 barils par jour, en vue de satisfaire à la demande d'asphalte utilisé pour réparer et améliorer le réseau routier américain.

Les exportations canadiennes de produits pétroliers ont augmenté d'environ 40 p. 100 au cours des dernières années, à mesure que les raffineurs cherchaient à utiliser plus pleinement leurs capacités de réserve. Ces

exportations aussi ont été destinées en grande partie aux marchés américains. Ces diverses tendances ont fait du Canada un exportateur net de brut et de produits pétroliers.

À la suite de l'Accord de l'Ouest et en raison de la libération des prix du brut national, il n'existe maintenant aucun marché protégé pour le brut ou les produits pétroliers. La déréglementation entraînait l'obligation d'établir des prix concurrentiels pour le brut canadien eu égard aux cours des bruts américains (marché de Chicago) et aux bruts internationaux débarqués à Montréal. De la même façon, les prix des produits canadiens doivent pouvoir concurrencer dans le marché d'exportation des États-Unis et dans le marché canadien.

(b) Les interventions de l'État

Pendant la dernière décennie, le marché canadien s'est profondément transformé sous l'influence accrue de la réglementation et de l'intervention de l'État. De nouvelles mesures ont été introduites dû à une pénurie apparente des stocks mondiaux de pétrole brut et à la forte poussée concomitante des prix mondiaux du pétrole au début des années 1970. Pendant la décennie suivante, la garantie des approvisionnements énergétiques, ou «l'indépendance vis-à-vis du marché mondial du pétrole», est devenue le thème central de la politique de l'État. Concrètement, le gouvernement a pris les mesures suivantes: 1) la restriction des exportations de brut vers les États-Unis et la construction, de Sarnia à Montréal, d'un pipeline pour le transport du brut en provenance de l'Ouest canadien (et jusqu'alors exporté) vers les raffineries à l'est de la vallée de l'Outaouais, qui se ravitaillaient grâce à l'importation; 2) la création de la société Petro-Canada qui assurait la présence de l'État au sein de l'industrie pétrolière, y compris le secteur de l'importation; 3) la participation du Canada à un régime institué par l'Agence internationale de l'énergie en vue d'une mise en commun d'urgence des ressources pétrolières; 4) la volonté expresse du gouvernement de voir les importateurs canadiens traiter directement avec les fournisseurs pour leurs besoins de brut d'origine étrangère; et 5) la mise en place de programmes publics en vue d'encourager la conservation des réserves de pétrole et de stimuler l'exploration et la production au pays même. L'État a mis en oeuvre une autre série de programmes ou de mesures pour contrôler les prix pétroliers de façon à protéger les Canadiens contre l'escalade des prix mondiaux.

Dans les pages suivantes, nous nous proposons de faire mieux comprendre au lecteur à quel point les importations et les exportations de pétrole ont été réglementées et contrôlées par les organismes du gouvernement fédéral après 1973. Pour ce faire, nous nous attardons particulièrement sur certaines de

leurs interventions qui ont provoqué la critique ou suscité de l'inquiétude pendant le déroulement de cette enquête menée en vertu de l'article 47.

(c) L'évolution du marché canadien de 1973 à 1978

En 1973, les quantités de bruts produites par les États-Unis diminuaient sensiblement alors que la demande de produits pétroliers ne cessait d'augmenter. L'escalade de la demande mondiale de pétrole devait provoquer une augmentation parallèle de la demande de pétrole canadien. Dans les premiers jours du printemps 1973, nos exportations vers les États-Unis se sont élevées à 1,2 million de barils/jour, soit presque le double du taux atteint l'année précédente. Cette situation a été source de problèmes pour les raffineurs canadiens privés d'une production indigène suffisante pour répondre à leurs propres besoins. En mars 1973, le gouvernement réagissait en restreignant les exportations de pétrole canadien.

Lorsqu'au cours du deuxième semestre de 1973 les prix du pétrole pratiqués par l'OPEP ont commencé à s'envoler, tant Ottawa que Washington ont décidé de bloquer les prix du brut d'origine intérieure afin de protéger les consommateurs et d'empêcher les pétrolières de bénéficier des gains inopinés par suite de la hausse des prix du pétrole indigène.

En septembre 1973 Ottawa gelait, pour une période de cinq mois, le prix du baril de brut à 3,80 $. Le contrôle des prix passait de l'industrie à l'État; cette situation devait se maintenir jusqu'au printemps 1985. Les majorations de prix ont été fixées au moyen d'un accord intergouvernemental au mois de mars 1974, et à des intervalles réguliers par la suite.

En janvier 1974 le Parlement a adopté la *Loi d'urgence sur les approvisionnements d'énergie* qui créait un dispositif pour la distribution, au Canada, des approvisionnements locaux de brut et de produits pétroliers en cas de crise passagère. La Loi instituait l'Office de répartition des approvisionnements d'énergie (ORAE) et l'autorisait à répartir le brut et les produits pétroliers en ayant, au besoin, recours au rationnement, et à réglementer à la fois les importations et les exportations. Bien que l'instabilité du climat international ait engendré des situations périlleuses, l'Office n'a jamais eu à exercer ses pouvoirs d'urgence.

Adoptée par le Parlement en juin 1975 et dotée d'une application rétroactive, la *Loi sur l'administration de l'énergie*, qui avait reçu à l'origine le titre de *Loi sur l'administration du pétrole*, autorisait le ministre de l'Énergie, des Mines et des Ressources à conclure des accords avec les provinces pétrolières afin de fixer les prix du brut à la tête de puits. En l'absence de tels accords, elle permettait au gouvernement d'établir ces prix

unilatéralement. Conséquemment, les prix du brut canadien sur les marchés intérieur et étrangers ont été fixés, à toutes fins utiles, par le gouvernement du Canada, seul ou de concert jusqu'à la conclusion de l'Accord de l'Ouest en 1985.

Les restrictions des prix du brut indigène ont empêché les producteurs de l'Ouest de facturer aux prix mondiaux le brut acheminé vers les autres régions du pays. Or, ces restrictions n'étaient pas les seules à frapper le brut d'origine canadienne. En effet, par le truchement de la *Loi sur la taxe d'exportation du pétrole*, ce brut a bientôt fait l'objet d'un régime de prix à paliers. La Loi imposait sur toutes les exportations de brut canadien, à compter du 1er octobre 1973, une taxe qui alignait les prix canadiens d'exportation sur ceux des pays de l'OPEP. Elle permettait aussi au gouvernement, et non à l'industrie pétrolière, de s'approprier la différence entre les prix fixes canadiens et les prix des marchés extérieurs. La taxe d'exportation signifiait que les prix canadiens à la tête du puits ne pouvaient être majorés, tout en demeurant concurrentiels sur le marché de l'exportation, sans l'accord des pouvoirs publics et sans un rajustement approprié de cette taxe.

Lorsque les prix mondiaux du brut ont amorcé leur montée spectaculaire en 1973, le gouvernement canadien a dû constater que sa volonté de mettre les consommateurs à l'abri des répercussions de la hausse des prix mondiaux ne donnerait des résultats que dans cette partie du Canada susceptible de s'alimenter au pays même. Un écart énorme s'est peu à peu creusé entre les prix contrôlés du brut en vigueur dans l'Ouest canadien et les prix en forte augmentation qui avaient cours dans les provinces de l'Est. Le gouvernement a donc pris la décision de subventionner le coût du brut importé, sinon la population du Québec, des Maritimes et de Terre-Neuve aurait fait à elle seule, les frais de la flambée des prix du brut sur les marchés mondiaux.

Le gouvernement fédéral a en outre annoncé qu'il était disposé à indemniser les importateurs de brut et de produits pétroliers à compter du 1er janvier 1974 afin de placer les raffineurs et, par là même, les consommateurs de l'ensemble du pays sur un pied d'égalité. Les recettes qu'il tirait de la taxe d'exportation ont permis à l'État de financer partiellement les indemnités compensatrices versées aux importateurs de brut de l'Est. Par la suite, la *Loi sur l'administration du pétrole* a imposé un prélèvement — qu'en fin de compte les consommateurs canadiens durent payer — sur le pétrole importé et indigène afin de couvrir en partie les frais du versement de ces mêmes indemnités.

Cette politique de soutien financier a été appliquée grâce au Programme d'indemnisation des importateurs de pétrole (PIIP), institué en avril 1974

(avec entrée en vigueur rétroactive au mois de janvier 1974), et dont nous traiterons plus longuement ci-après. Après les six premiers mois, au cours desquels il fut appliqué par le ministre de l'Énergie, des Mines et des Ressources, le Programme a été confié à l'Office des indemnisations pétrolières (OIP), appelé à l'origine l'Office de répartition des approvisionnements d'énergie (ORAE).

Par suite de la mise en place du PIIP (et de sa contrepartie américaine *Entitlements Program*[8]), les coûts moyens d'acquisition du pétrole brut que devaient supporter les raffineurs canadiens et américains sont demeurés substantiellement inférieurs à ceux auxquels étaient soumis leurs homologues européens et japonais. Les deux gouvernements, qui tenaient à s'assurer que les prix des produits indigènes en reflétaient bien le moindre coût, y ont veillé en mettant en place, après 1973, des dispositifs de contrôle des prix des produits pétroliers. Toutefois, en raison de la baisse des prix mondiaux du brut survenue ces dernières années, les impôts et les prélèvements imposés par l'État canadien ont fortement rétréci l'écart entre les prix facturés aux consommateurs canadiens et les prix pratiqués sur les marchés mondiaux.

(d) Le contrôle des prix des produits pétroliers

La réglementation fédérale des prix des produits pétroliers a pris des formes diverses.

De septembre 1973 à octobre 1975, le gouvernement canadien a émis des lignes directrices afin de fixer les prix des produits pétroliers. Pour disposer des moyens qui lui permettraient de contrôler ces prix dans l'Est du Canada, tributaire des importations de pétrole, il a exigé que les pétrolières se conforment à ses lignes directrices en matière de prix si elles voulaient être admissibles aux indemnités compensatrices prévues par le PIIP aux termes de la *Loi sur l'administration du pétrole*. Seuls étaient admissibles aux indemnités compensatrices les importateurs qui maintenaient «volontairement» les prix des produits pétroliers tirés du pétrole importé à un niveau que le gouvernement canadien jugeait satisfaisant.

Aucun mécanisme fédéral officiel n'avait été prévu pour faire respecter les lignes directrices en matière de prix dans les régions du Canada qui

8. Même si les deux pays se proposaient d'atteindre le même objectif, ils employaient, pour y parvenir, des méthodes assez différentes. Aux États-Unis, l'*Entitlements Program* permettait à tous les raffineurs d'avoir accès au brut à prix imposé. Le Programme attribuait des «droits» qui autorisaient les pétrolières à raffiner ce brut. Les sociétés qui avaient accès à de plus fortes quantités de brut à prix imposé qu'elles n'y étaient autorisées devaient acheter des droits des sociétés qui avaient accès à moins de brut à prix imposé qu'elles n'y étaient autorisées.

disposaient de brut indigène. Néanmoins, les grandes sociétés pétrolières, qui possédaient des points de vente au détail aussi bien dans l'Est que dans l'Ouest du pays, se sont soumises aux lignes directrices partout au pays et ont fait connaître au gouvernement les prix qu'elles pratiquaient dans toutes les régions.

Au départ, les lignes directrices s'appliquaient à l'essence, au carburant diesel pour automobile et au fuel domestique. En janvier 1974, le gouvernement a étendu la portée de ses lignes directrices de façon que tous les produits pétroliers vendus à l'est et à l'ouest de la vallée de l'Outaouais y soient assujettis. En juin 1975, d'autres lignes directrices ont été émises qui interdisaient toute augmentation de prix des produits pétroliers non directement attribuable à une hausse des frais d'exploitation. Seules les majorations périodiques des prix à la tête du puits, applicables au brut de l'Ouest et fixées par l'État, ont pu être répercutées sur les prix des produits pétroliers.

Ces mesures ont été maintenues après le mois d'octobre 1975 dans le cadre du Programme fédéral de lutte contre l'inflation. En décembre 1978, la libération des prix et des salaires a mis fin, entre autres, au contrôle gouvernemental des prix des produits pétroliers. C'est au ministère de l'Énergie, des Mines et des Ressources que fut à nouveau confié le soin de surveiller l'évolution des prix des produits pétroliers. L'administration fédérale et les sociétés pétrolières se sont mises d'accord pour que, lors de chaque hausse du prix du brut, conformément aux ententes conclues entre le gouvernement fédéral et les provinces pétrolières, un délai de 60 jours s'écoule avant que les consommateurs n'aient à subir une augmentation analogue du prix des produits pétroliers. Cette mesure était censée priver les pétrolières de cette occasion inopinée de faire des profits sur leurs stocks. Le gouvernement a maintenu en place les contrôles qui pesaient sur les prix des mouvements interprovinciaux de pétrole indigène, et les prix du brut ont continué d'être équilibrés, dans l'ensemble de l'industrie pétrolière, par le PIIP. L'exigence de conformité aux lignes directrices du gouvernement en matière de prix, à titre de condition d'admissibilité aux indemnités compensatrices, a été abolie au début de 1979. Les sociétés pétrolières ont cependant continué de se sentir tenues de communiquer au gouvernement fédéral leurs hausses de prix des produits pétroliers et de les justifier en s'appuyant sur la croissance du coût de leurs achats de brut et de produits raffinés.

(e) L'évolution de la situation après 1978

En novembre 1978, la révolution iranienne a fait perdre au Canada une large part de ses produits importés. Certes, l'industrie canadienne des

pétroles était en mesure d'accroître sa production intérieure, mais faute de disposer d'un réseau de pipelines adéquat, elle ne pouvait acheminer vers Montréal les quantités additionnelles de pétrole qui étaient devenues nécessaires. En janvier 1979, en augmentant les exportations vers les États-Unis en contrepartie d'une augmentation correspondante des importations destinées à remplacer le pétrole perdu, les pouvoirs publics ont cherché à réaliser ce qui équivalait à une augmentation des approvisionnements en pétrole brut indigène dans l'Est du pays.

L'accord Canada-Mexique a été ratifié en 1980. Aux termes de cet accord, le Canada devait prendre livraison de 50 000 barils de brut mexicain par jour. La société Petro-Canada a été chargée d'agir en qualité de mandataire du gouvernement canadien. Les bruts mexicains (un brut Isthmus assez léger et un brut Mayan plus lourd) ont été acquis aux prix de vente officiels du Mexique. Le gouvernement canadien a exigé de chaque raffineur canadien (ou revendeur ayant une entente de transformation de brut) qu'il achète une partie des importations mexicaines. C'est à Petro-Canada qu'a incombé le soin d'importer et de distribuer le pétrole mexicain; pour ce faire, elle a exigé des autres sociétés un droit de mandataire équivalent à 0,05 $/baril[9].

Le 28 octobre 1980, le Programme énergétique national (PEN) a été mis en place. Ce Programme prévoyait un certain nombre de nouveaux impôts et prélèvements. Le prélèvement à l'exportation du pétrole restait en vigueur afin de permettre à l'État de s'approprier l'écart existant entre le prix du pétrole canadien et celui du pétrole importé. La redevance d'indemnisation pétrolière devait servir à financer les importations, l'exploitation des sables pétrolifères et l'intensification des programmes de récupération. Quant à la redevance d'appartenance canadienne, elle avait pour objet de fournir des fonds dont Petro-Canada se servirait pour ses achats d'avoirs pétroliers canadiens appartenant à des sociétés étrangères.

---

9. En 1981 et 1982, les engagements d'achat relatifs aux bruts mexicains ne s'étant pas élevés à 50 000 barils/jour, les autorités ont jugé bon de rendre la répartition obligatoire. Les raffineurs ont toujours eu la possibilité d'échanger ce pétrole entre eux. Au début de 1983 (alors que les prix du pétrole mexicain étaient devenus plus alléchants), le nombre des engagements d'achat de pétrole mexicain a dépassé les disponibilités, mettant fin à cette répartition d'office. Après un certain temps, Ultramar et Suncor ont cessé de s'approvisionner en pétrole mexicain, mais tous les autres raffineurs implantés dans l'Est du pays ont continué de le faire.

À la même époque, le gouvernement fédéral a institué le Programme sur l'économie du pétrole et le remplacement du mazout[10]. Ce Programme se proposait de réduire l'utilisation du mazout en subventionnant les coûts liés à la conversion des installations de chauffage domestiques et industrielles du pétrole à d'autres sources d'énergie. Nous en examinons les répercussions sur l'industrie pétrolière au chapitre XVIII.

En mars 1981, le gouvernement de l'Alberta, rétorquant au PEN, a amorcé une série de réductions de sa production pétrolière. Le gouvernement fédéral a alors imposé une nouvelle redevance d'indemnisation afin de couvrir le coût des importations de remplacement. L'impasse devait se prolonger jusqu'en septembre 1981 lorsque le protocole d'entente Canada-Alberta concernant la tarification de l'énergie et les questions fiscales connexes fut ratifié. Toutefois, l'augmentation réelle prévue de 2 à 4 p. 100 par année ne s'est pas produite puisque les cours mondiaux du brut sont passés de 44 $ à 36 $ le baril.

L'extension du réseau d'oléoducs de Sarnia à Montréal (capable de véhiculer 268 000 barils/jour de pétrole brut) n'a pas empêché un certain «enclavement» du brut albertain de se maintenir au début de 1982. En avril 1982, le gouvernement fédéral formulait deux nouvelles politiques ayant pour objet d'amener les raffineurs de l'Est du Canada à faire plus largement appel au brut albertain. Le gouvernement annonçait, en premier lieu, qu'il subventionnerait les coûts de transport de Montréal à Québec et aux Maritimes (jusqu'à concurrence des coûts marginaux du transport par le canal de Panama). Il subventionnerait de même les échanges avec un raffineur américain lorsque le brut albertain acquis par celui-ci serait destiné à un raffineur de l'Est du Canada.

En second lieu, le gouvernement fédéral a demandé aux raffineurs de ne plus acheter de brut étranger sur le marché international du disponible et de s'alimenter le plus possible en brut indigène, tout en respectant leurs obligations contractuelles. Par le truchement de son programme, le gouvernement a exigé des importateurs qu'ils lui montrent tous leurs contrats d'importation afin de lui permettre d'établir les quantités minimums prévues par contrat, compatibles avec la sécurité des approvisionnements. Seuls les contrats garantissant la sécurité des approvisionnements à long terme furent autorisés; aucun nouveau contrat à long terme ne put être passé. Les cargaisons spot furent pénalisées puisqu'elles jouissaient d'un taux d'indemnisation inférieur, soit 50 $ par mètre cube.

---

10. Sanctionné par le Parlement en 1981 en vertu de la *Loi sur l'économie du pétrole et le remplacement du mazout*.

3. Le Programme d'indemnisation des importateurs de pétrole[11]

Le Directeur a allégué que le Programme d'indemnisation des importateurs de pétrole (PIIP) a encouragé les importateurs à utiliser des bruts d'un prix excessivement élevé. Après avoir décrit le Programme, nous verrons en quoi consistait cette allégation et comment nous l'avons abordée.

Comme le Programme d'indemnisation des importateurs de pétrole a pris fin en 1985, suite à l'entente entre le gouvernement fédéral et les provinces pétrolières visant à «libérer» les prix du brut indigène, la Commission n'est évidemment pas tenue de faire rapport sur les effets (anticoncurrentiels) qu'il pouvait encore exercer aujourd'hui, ni les modifications qu'on pourrait apporter à son application future. Néanmoins, comme le Directeur avait allégué que le PIIP, «en raison des milliards de dollars qu'il faisait payer aux contribuables», avait eu certains effets pervers sur l'industrie pétrolière après 1974 (et comme il avait proposé que le Programme serve à promouvoir la concurrence dans le secteur des importations), la Commission a estimé qu'il lui incombait d'étudier les preuves étayant ses allégations.

Le PIIP avait pour objet d'éponger la différence entre le prix qu'un importateur avait payé pour s'approvisionner en brut et en produits raffinés en novembre 1973 et le prix majoré qu'il devait payer pour ses cargaisons de pétrole importées à compter du 1er janvier 1974. Le Programme, comme l'avait annoncé alors le ministre de l'Énergie, des Mines et des Ressources devait permettre à tous les Canadiens de se procurer du brut au même prix de base, une fois prises en considération les divergences tenant aux particularités des frais de transport sur certains marchés.

Du 1er janvier 1974 au 30 juin 1975, l'indemnité compensatrice franco à bord (fob) a été calculée d'après la moindre des deux augmentations suivantes: 1) l'augmentation du coût fob à laquelle les importateurs avaient dû faire face après le 30 novembre 1973 ou 2) l'augmentation apportée aussi bien à la participation qu'au prélèvement de l'État hôte après le 30 novembre 1973. L'indemnité versée à l'égard des coûts de transport accrus dépendait des augmentations du prix des soutes ayant été opérées pendant l'acheminement du pétrole jusqu'à son port d'entrée au Canada.

Les importateurs qui voulaient obtenir cette indemnité devaient fournir nombre d'informations très précises pour chaque cargaison de brut ou de

---

11. À l'origine, le Programme d'indemnisation des importateurs de pétrole avait été créé en vertu de la *Loi d'urgence sur les approvisionnements d'énergie*, du mois d'avril 1974, puis conformément à la *Loi sur l'administration du pétrole*, du 19 juin 1975. Cette dernière loi prévoyait l'institution d'un Office de répartition des approvisionnements d'énergie (qui prit en avril 1978 le nom d'Office des indemnisations pétrolières), chargé d'appliquer le Programme d'indemnisation.

produits raffinés importée par leurs soins. Ces informations, qui comportaient la présentation de diverses quittances et la vérification des prix et des dates de règlement, faisaient l'objet d'un examen minutieux. Toutes les demandes d'indemnité et les pièces s'y rattachant étaient contrôlées par des vérificateurs indépendants au service des sociétés pétrolières. Au bout du compte, toutes ces transactions pouvaient être scrutées par le Vérificateur général du Canada.

Certes, le personnel chargé d'appliquer le PIIP aurait remarqué toute augmentation éventuelle de la marge bénéficiaire des fournisseurs, mais une telle hausse n'influait en rien sur la détermination de l'indemnité compensatrice, puisque le calcul de la participation et du prélèvement de l'État hôte limitait inévitablement le montant de l'indemnité à verser.

Les hauts fonctionnaires d'EMR et le personnel rattaché au PIIP ont reconnu que, dans sa forme initiale, le Programme avait suscité des problèmes qui ont entraîné sa modification en juin 1975. Même si le fait de lier l'indemnité à la cargaison ou à la variation du coût contribuait à restreindre les paiements issus des majorations de coûts dictées par l'État hôte ou les hausses légitimes des frais de transport, ces améliorations ne comblaient pas entièrement les lacunes du Programme, lequel fut en conséquence modifié le 30 juin 1975. Sa principale lacune venait de ce qu'il ne pouvait garantir l'acheminement vers le Canada des bruts aux prix les plus bas. Lorsque les prix de certains bruts avaient été exagérément gonflés sous l'effet des interventions du pays producteur, le désavantage que cela représentait pour l'importateur canadien se trouvait aboli par la formule d'indemnisation axée sur la participation et le prélèvement de l'État hôte. De surcroît, comme les bruts vénézuéliens se vendaient relativement cher au cours de la période de référence considérée, ils ont été effectivement pénalisés pendant toute cette période. En fait, les acheteurs ont retiré leur faveur aux bruts vénézuéliens pour la reporter sur les bruts en provenance du Moyen-Orient.

Selon le régime du «taux fixe» mis en place le 1er juillet 1975, l'indemnité correspondait à un taux invariable de *n* dollars par baril, majoré en fonction du taux de change, conformément au Règlement. (L'indemnité compensatrice applicable aux produits pétroliers est étudiée au chapitre XI). Ce taux d'indemnisation s'appliquait uniformément à toutes les importations indemnisables, quels qu'en soient la source, le type et la qualité. Pour le déterminer, on comparait le prix du brut étranger livré à Montréal par des «importateurs efficaces» avec le coût de son équivalent en brut canadien rendu à Montréal. A l'origine, le PIIP considérait comme «efficace» le prix d'importation qui représentait la moyenne pondérée des bruts vénézuéliens (un tiers), saoudiens (un tiers) et iraniens (un tiers). Au bout de quelques mois, on a modifié légèrement ce taux pour tenir compte de divers facteurs,

dont la composition des importations canadiennes, les coûts fob, le fret, la qualité des bruts importés et le prix du brut indigène.

Jusqu'en avril 1982, les taux d'indemnisation ont été établis en fonction de l'écart existant entre le coût moyen prévu du brut importé, livré à Montréal, et le coût du brut canadien, de qualité équivalente, livré également à Montréal. On prévoyait le coût d'importation moyen à Montréal en incorporant dans une gamme de bruts importés, établie d'après une moyenne mobile portant sur trois mois, les plus récents prix mensuels à mesure qu'on en prenait connaissance.

En théorie, les «coûts efficaces» désignaient ceux auxquels on se serait attendu que les sociétés indépendantes payent leurs achats de pétrole et leur affrètement. Dans la pratique, les prix facturés à «l'importateur efficace» pour ses cargaisons de brut réellement livrées à Montréal ont été calculés, la plupart du temps, en fonction du prix officiel fixé par l'État. Entraient également en ligne de compte les transactions relevées dans la presse pétrolière, soit dans les publications *Platt's Oilgram*, *Petroleum Intelligence Weekly* et *Middle East Economic Survey*, de même que les «indices» glanés au cours de discussions avec les représentants des nations exportatrices. On comparait les prix auxquels étaient effectivement assujettis les importateurs canadiens et ceux qu'on savait avoir cours sur d'autres marchés, ce qui permettait d'effectuer les rajustements appropriés au moment où l'on évaluait les demandes d'indemnisation mettant en cause des prix supérieurs au prix officiel fixé par l'État. De plus en plus, les pouvoirs publics ont également su tirer parti de ces sources d'information au début de 1982, lorsque les prix du marché libre sont tombés à un niveau inférieur à celui du prix officiel fixé par l'État.

Avant que les cargaisons spot n'acquièrent de l'importance, les achats de disponible ne représentaient habituellement pas une part appréciable des rentrées canadiennes; en conséquence, le traitement dont ils ont fait l'objet dans le cadre du PIIP n'a pas toujours été le même. Dans la plupart des cas, ce sont les prix officiels ou spot les plus bas qui l'emportaient, mais il est arrivé qu'on retienne des prix plus élevés à certains moments, par exemple lorsque le gouvernement albertain a décidé de restreindre sa production de pétrole brut.

À compter de 1981, en raison de l'instabilité croissante des prix mondiaux du brut, les responsables du PIIP ont commencé à éprouver beaucoup de difficultés à appliquer une formule fiable pour la prévision des prix réels des importations de brut. Aux prises avec ces problèmes administratifs et désireux de tenir compte des inquiétudes exprimées par les importateurs, selon qui la moyenne mobile portant sur trois mois ne mesurait pas avec

suffisamment d'exactitude les variations de prix des approvisionnements de pétrole brut ou l'évolution des prix et des transactions sur le marché libre, on décida, le 1er avril 1982, que les taux d'indemnisation seraient désormais établis a posteriori, d'après les chargements effectivement reçus au cours du mois pris en considération. Tous les autres aspects entrant en jeu dans la détermination du taux restèrent inchangés.

Le Directeur a souligné que le PIIP lui inspirait un certain nombre d'inquiétudes, tant dans sa forme originale que modifiée. On peut ramener ces inquiétudes à l'allégation du Directeur voulant que le PIIP ait encouragé les maisons mères des sociétés importatrices canadiennes à acheminer vers le Canada des bruts de prix élevés et, parallèlement, incité les filiales canadiennes à ne pas chercher les sources les moins dispendieuses de brut approprié. Pour juger du bien-fondé de cette allégation, il est utile de la joindre à l'évaluation des prix d'importation facturés aux entreprises canadiennes, prix qui, de l'avis du Directeur, étaient trop élevés. Si les prix du brut importé paraissaient trop élevés lorsqu'on les comparait aux prix de cession aux tiers, il y aurait lieu de penser que la conception et, à terme, l'application du PIIP comportaient des lacunes. Cette façon d'évaluer le PIIP convient à la forme qui lui avait été donnée en juin 1975, puisqu'après cette date, le taux d'indemnisation variait selon le niveau moyen des prix du brut importé. Tout effet nuisible à l'intérêt public de l'importation de brut à des «prix excessifs» aurait entraîné par surcroît le versement d'indemnités compensatrices trop élevées. Il n'en reste pas moins que les inquiétudes du Directeur au sujet du PIIP sont très profondes et devraient être étudiées même si les remèdes, tels que proposés, n'avaient plus de pertinence quant au Programme après la déréglementation des prix du brut indigène. Avant d'aborder l'examen des preuves ayant trait aux prix des importations, il serait bon de souligner que le niveau des prix d'importation applicables aux tiers ne constitue pas un critère valable du fonctionnement du PIIP avant juin 1975. En effet, avant cette date, le montant de l'indemnité versée n'était pas fonction des prix pratiqués, mais de leur augmentation ou de celle de la participation et du prélèvement de l'État hôte par rapport à la période de référence établie aux fins du Programme. Les autorités ne se seraient donc pas souciées du niveau des prix puisqu'ils n'influaient pas en tant que tels, sur le montant des indemnités versées.

4. Les allégations du Directeur concernant les importations de brut depuis 1973

Jusqu'ici, l'examen effectué par la Commission des preuves relatives à l'importation de pétrole brut et de produits raffinés dans l'Est du Canada a porté sur la période 1958-1973 et sur les allégations du Directeur à ce sujet

présentées au volume III du Livre vert ainsi que dans son argumentation finale. Mais le Directeur n'a pas limité à la période allant jusqu'en 1973 ni au Livre vert ses affirmations au sujet des prix versés pour le brut importé. S'il a maintenu que les prix payés pour le brut importé entre 1958 et 1973 étaient «excessifs», il a aussi soutenu que ceux-ci ont continué d'être «plus élevés que nécessaire» dans la décennie qui a suivi. Les éléments de preuve et les arguments qu'il a avancés différaient quelque peu de ceux qu'il a présentés pour la période avant 1974, étant donné la transformation spectaculaire des marchés après 1973; quoi qu'il en soit, il s'en est tenu à ses affirmations fondamentales au sujet des «prix excessifs du brut» pour toute la période 1958 à 1984. Les allégations fondamentales du Directeur sur la période après 1973 étaient les suivantes:

1) Alors que, entre 1974 et 1980, les sociétés canadiennes importaient «presque tout» le brut étranger au prix officiel fixé par l'État (POFE), le pétrole était vendu sur le marché international à des prix inférieurs, c'est-à-dire à des prix sous le POFE;

2) Le POFE versé par les importateurs canadiens incluait des majorations ou marges bénéficiaires excessivement élevées, et les acheteurs canadiens auraient pu et auraient dû obtenir leur brut étranger à des prix plus compétitifs.

Ce second point rejoint des affirmations voulant que certaines sociétés pétrolières internationales aient pu obtenir leur brut à des prix inférieurs au POFE. Les sociétés pétrolières dont les sociétés mères étaient membres d'Aramco ont déclaré que, dans la mesure où cela s'appliquait à Aramco, tout revenu réalisé par celle-ci avait trait à la prestation de services d'experts. Elles ont également maintenu que l'affirmation du Directeur n'était pas pertinente puisque cela n'avait rien à voir avec les prix de cession. La Commission convient que l'on ne peut en fait comparer les prix versés par les importateurs canadiens pour le brut acheté des sociétés associées qu'à ceux qu'ils auraient pu payer en suivant mieux le marché, c'est-à-dire les prix de cession aux tiers.

Un des principaux changements survenus après 1973, tant dans les pays producteurs que dans les principaux pays comsommateurs, c'est que les gouvernements sont intervenus directement pour établir et contrôler les prix du brut. Presque tout le brut échangé sur le marché international après 1973 a apparemment été acheté et vendu au POFE, fixé et rendu public par les gouvernements des pays producteurs. En 1974, les pays consommateurs ont de leur côté créé l'Agence internationale de l'énergie (AIE), chargée d'obtenir et de publier le coût moyen du brut importé de chacun des pays membres. Cela a contribué à la transparence accrue du marché international du pétrole brut. En Amérique du Nord, les gouvernements du Canada et des États-Unis ont obligé les sociétés canadiennes et américaines respectivement à signaler les prix versés pour le brut importé.

Les sociétés américaines, par exemple, devaient signaler au ministère de l'Énergie (DOE) des États-Unis les prix auxquels elles achetaient et vendaient du brut à des sociétés indépendantes, partout dans le monde. Les prix auxquels s'effectuaient ces transactions ont servi à établir une norme pour les tiers permettant d'évaluer les prix de cession ou les prix exigés lors de transactions entre sociétés associées. Cette information a été utilisée à la même fin dans le contexte de cette enquête.

De la fin de 1973 jusqu'au printemps de 1985, tous les importateurs de brut étranger au Canada étaient tenus de signaler au ministère de l'Énergie, des Mines et des Ressources (EMR) les prix versés pour chaque cargaison de brut étranger afin de toucher l'indemnisation qui leur était offerte en vertu du Programme d'indemnisation des importateurs de pétrole (PIIP). C'est ce qui explique qu'EMR ait un dossier complet des prix versés pour chaque cargaison de pétrole brut importé au Canada depuis 10 ans. Sauf pour certaines erreurs d'inscription ou modifications apportées rétroactivement aux prix signalés initialement, en raison de l'évolution des prix sur le marché international du pétrole brut (surtout en 1974, lorsque la situation était très changeante), les données du PIIP constituent donc un résumé exact des prix versés pour chaque cargaison de brut importé au Canada entre 1974 et mai 1982.

Ces mécanismes d'établissement de rapports, à savoir le PIIP et les procédures du DOE américain, ont donc constitué les principales sources de preuves présentées à la Commission au sujet des prix versés pour le brut à compter de 1973[12].

La seule autre preuve systématique était l'état comparatif publié par l'Agence internationale de l'énergie sur les coûts moyens pondérés du brut importé par pays. Des témoins d'EMR ont affirmé avoir utilisé les documents de l'AIE pour prouver que les importations canadiennes de pétrole brut étaient parmi les moins chères de tous les pays membres de l'Agence. Le Directeur s'est opposé à cette interprétation des données de l'AIE et a fait valoir qu'elles n'étaient pas fiables pour ce genre de comparaisons entre pays.

---

12. Bien que l'exactitude des données du PIIP ait été mise en doute, surtout au début, les *Majors*, EMR et le Directeur ont convenu que presque tout le brut importé au Canada entre 1974 et 1979 avait manifestement été acheté par les sociétés d'importation canadiennes au POFE en vigueur pour chacune des catégories de brut. Toute exception éventuelle ne modifie pas sensiblement la position des parties ou les conclusions de la Commission. De même, bien qu'il ait fallu consacrer considérablement de temps à comprendre la nature précise des données du DOE, et malgré certains doutes qui planaient initialement sur l'exactitude, la signification et la fiabilité de ces données, la précision des chiffres du ministère de l'Énergie américain ne constituait pas vraiment un point en litige pour la Commission.

Comme dans le cas d'une bonne partie des chiffres publiés au sujet de l'industrie pétrolière, la fiabilité des comparaisons que l'on peut faire entre pays quant aux prix du brut importé, à partir des données publiées par l'AIE, semble discutable. Les données de l'AIE n'ont d'ailleurs pas joué un rôle important dans les délibérations de la Commission; mais à tout le moins, elles ne laissent pas entendre que les importateurs canadiens ont payé plus cher que ceux d'autres pays le brut importé utilisé au Canada.

La conclusion du Directeur, à savoir qu'il y avait un volume important de brut pouvant être acheté à un prix inférieur au POFE, est fondée sur les données relatives aux prix du DOE sur les transactions entre tiers mettant en jeu les bruts saoudien et iranien légers. Ces pétroles bruts ne constituaient pas une proportion importante des importations canadiennes, mais ils faisaient l'objet de beaucoup d'échanges commerciaux à l'échelle internationale. Aux fins de discussion, nous présentons au tableau 1 un exemple des données du DOE présentées au Directeur.

Les divers prix qui figurent au tableau 1 correspondent au pourcentage du volume déclaré vendu au prix du percentile indiqué ou en dessous de celui-ci. Ainsi, le prix du dixième percentile représente le prix auquel ou en dessous duquel 10 p. 100 du volume du brut a été vendu dans les transactions entre tiers indiquées, et ainsi de suite pour les autres percentiles. Les prix du cinquantième percentile constitue un repère important, puisque la moitié du brut se vendait moins que celui-ci et l'autre moitié, plus que celui-ci.

Selon le DOE, le prix au cinquantième percentile est le «prix représentatif». Pour évaluer les prix fixés pour les transactions entre sociétés associées, il a également adopté un «prix maximum» qu'il a appliqué à au moins une partie de la période pendant laquelle les transactions de brut américaines étaient réglementées. Le «prix maximum» était défini comme étant le plus faible des deux prix suivants: soit le prix au soixantième percentile soit le prix au cinquantième percentile plus 0,10 $. Le raisonnement qui sous-tend l'établissement de ce «prix maximum» veut qu'il soit nécessaire pour permettre la dispersion des prix lors de l'évaluation d'une transaction unique ou d'un petit nombre de transactions. La Commission a adopté cette méthode pour tous les secteurs de comparaison. Cependant, lorsqu'il est connu, c'est le prix au cinquantième percentile qui est la norme appropriée, la nécessité de prévoir la dispersion diminuant au fur et à mesure qu'augmente le nombre d'observations.

La période 1974 à 1979 a été marquée par des hausses répétées du POFE pour divers types de brut. Ces hausses se produisaient parfois au cours d'un mois donné. A certains moments, elles représentaient des hausses de prix rétroactives exigeant des rajustements rétroactifs des prix des transactions et

Tableau IX-1

Prix des transactions entre tiers signalées au ministère de l'Énergie (DOE) américain pour le brut saoudien léger en 1976 (en $ US le baril)

1976	Nombre de trans-actions	Prix 10 %*	Prix 50 %*	Prix 90 %*	% des trans. sous le POFE	% du volume du brut vendu sous le POFE**
Janvier	99	11,48	11,51	11,64	32,3	34,7
Février	110	11,46	11,51	11,63	31,8	33,0
Mars	135	11,47	11,49	11,53	56,3	63,4
Avril	101	11,48	11,49	11,59	55,4	65,1
Mai	110	11,48	11,50	11,55	48,1	51,3
Juin	130	11,47	11,49	11,76	50,7	58,1
Juillet	101	11,48	11,49	11,77	48,5	57,0
Août	111	11,47	11,50	11,55	46,8	54,3
Septembre	105	11,48	11,49	11,56	49,5	55,7
Octobre	129	11,48	11,51	11,77	23,2	25,7
Novembre	95	11,48	11,51	11,77	24,2	22,4
Décembre	112	11,48	11,51	11,80	18,7	22,2

* 10 %, 50 % et 90 % des ventes signalées de brut à 10 %, 50 % et 90 % des prix ou moins.

** Le POFE en 1976 était de 11,51 $.

Source: Formule de dépôt du ministère de l'Énergie américain (FEA-F701-M), annexe D. Les deux dernières colonnes sont fondées sur des calculs effectués par le bureau du Directeur et présentés à la pièce I-79, tableau XIV, p. 103.

des prix signalés aux gouvernements des pays consommateurs[13]. La Commission a exclu ces mois de toutes les comparaisons étant donné que les représentants du Directeur n'ont pas tenu compte de la date du changement de prix au moment de calculer le pourcentage du brut négocié en-dessous du POFE. Par exemple, si le POFE pour un brut donné est passé de 15 $ le baril à 17 $ le baril au cours d'un mois donné, tout calcul fondé sur l'hypothèse que le POFE pour ce brut, au cours du mois en question, était de 17 $ le baril laisserait croire, à tort, qu'une proportion appréciable du brut a été vendue, au cours du mois, à un prix inférieur au POFE.

Un examen des tableaux du DOE présentés par le Directeur pour le brut saoudien léger révèle que presque tous les mois entre 1974 et 1979, la différence entre le «prix à 50 p. 100» et le «prix à 10 p. 100» du Directeur ne

13. Les premiers mois de 1974 ont été particulièrement marqués par cette instabilité et cette incertitude. L'on a prétendu qu'à l'époque les sociétés ne savaient pas ce qu'elles allaient en définitive payer pour le brut. Les premiers rapports déposés auprès du PIIP traduisent d'ailleurs cette instabilité. De plus, cela n'a fait que compliquer les comparaisons du prix du brut pour 1974.

se situait qu'entre 0,02 $ et 0,04 $ le baril alors que les prix variaient entre environ 8 $ et 25 $ le baril. Une marge de plus ou moins 0,05 $ par rapport au POFE le baril engloberait tous les prix entre le dixième et le soixante-cinquième percentile. Cette variation pourrait facilement être attribuable au rajustement effectué pour la densité ou la teneur en soufre ou encore à l'arrondissement des chiffres définitifs.

Si l'on compare le POFE et le prix au cinquantième percentile du brut saoudien léger entre 1975 et 1979, l'on constate qu'il n'y a eu que 15 mois au cours desquels le POFE a été supérieur au prix au cinquantième percentile (autrement dit, où 50 p. 100 du volume signalé au DOE s'est vendu sous le POFE). Cela signifie que, compte tenu du peu de variations dans les prix, les entreprises achetant au POFE se compareraient favorablement à la norme du cinquantième percentile. Comme on peut le voir à l'annexe F, tableau 1, les prix d'Irving Oil ont toujours été supérieurs au POFE, sauf pendant trois mois où il y a eu des changements de prix appréciables[14].

Étant donné que l'Office des indemnisations pétrolières n'acceptait que les importations au POFE, les prix supérieurs au POFE d'Irving n'auraient pas été inclus avec les autres prix du brut importé pour le calcul de la moyenne et n'auraient par conséquent pas fait augmenter le montant des indemnisations versées à toutes les sociétés. Si les prix d'Irving supérieurs au POFE avaient été acceptés, ils n'auraient toutefois pas eu de répercussions majeures étant donné qu'un pourcentage élevé des importations de brut de cette entreprise a été exclu des indemnisations du fait qu'Irving s'en servait pour fabriquer des produits exportés aux États-Unis et ailleurs.

En ce qui concerne le brut iranien léger, plus de 50 p. 100 du volume a été échangé sous le POFE au cours de 38 des 41 mois compris entre 1975 et 1979 pour lesquels on possède des données. Par conséquent, les prix versés par les entreprises achetant au POFE se comparaient en général défavorablement avec le prix au cinquantième percentile, contrairement à la situation qui prévalait pour le brut saoudien léger.

Les sociétés canadiennes ont importé du brut iranien léger pendant une période relativement courte. Les prix exigés figurent au tableau 2 où l'on

---

14. Le tableau 1 de l'annexe F présente une série de prix étrangers nets estimatifs que l'on a obtenu en déduisant du prix d'importation au Canada le revenu net par baril et par année de la filiale étrangère qui a agi comme intermédiaire entre Irving Oil et SOCAL (qui était le fournisseur original de brut). Les deux ensembles de prix étrangers (50 p. 100 et 100 p. 100) figurent au tableau 1 parce que l'on ne sait pas si Irving Oil devait partager les bénéfices de la filiale étrangère en parts égales avec SOCAL, ou si l'entreprise devait conserver elle-même tous les bénéfices.

Tableau IX-2

Prix fob du brut iranien léger (34,0° – 34,9° API) payés par les sociétés canadiennes par rapport aux prix de cession aux tiers signalés au ministère de l'Énergie (DOE) américain et au prix officiel fixé par l'État (POFE), 1975 et 1976
(en $ US le baril)

	Information du DOE sur les prix de cession				Prix d'importation au Canada							POFE
1975	Nombre de transactions	Prix 10 %*	Prix 50 %*	Prix 90 %*	Ultramar	Irving Oil	BP	Petrofina	Gulf	Sun	Shell	
Janvier	n.d.	n.d.	10,68	n.d.	—	10,86	10,78	10,68	10,68	—	—	10,672
Février	n.d.	n.d.	10,67	n.d.	—	10,74	—	10,68	10,68	—	—	10,672
Mars	n.d.	n.d.	10,68	n.d.	11,00	n.d.	10,68	10,68	10,68	10,67	—	10,672
Avril	n.d.	n.d.	10,60	n.d.	—	—	10,60	10,68	10,68	10,67	10,67	10,672
Mai	n.d.	n.d.	10,65	n.d.	10,92	—	10,60	10,68	10,46	10,67	—	10,672
Juin	n.d.	n.d.	10,64	n.d.	—	n.d.	10,64	10,68	10,68	—	10,67	10,672
Juillet	n.d.	n.d.	10,62	n.d.	—	—	10,76	—	—	—	—	10,672
Août	15	10,47	10,63	10,71	—	—	10,74	—	—	—	—	10,672
Septembre	17	10,58	10,61	10,67	—	—	—	—	—	—	—	10,672
Octobre*	31	11,41	11,53	11,93	—	11,84	11,62	11,63	—	—	—	11,620
Novembre	24	11,47	11,59	11,65	—	11,86	11,62	11,63	—	—	—	11,620
Décembre	23	11,54	11,56	11,62	—	11,78	11,62	11,63	—	11,63	—	11,620

Tableau IX-2

Prix fob du brut iranien léger (34,0° – 34,9° API) payés par les sociétés canadiennes par rapport aux prix de cession aux tiers signalés au ministère de l'Énergie (DOE) américain et au prix officiel fixé par l'État (POFE), 1975 et 1976
(en $ US le baril)

	Information du DOE sur les prix de cession				Prix d'importation au Canada							POFE
1976	Nombre de transactions	Prix 10 %*	Prix 50 %*	Prix 90 %*	Ultramar	Irving Oil	BP	Petrofina	Gulf	Sun	Shell	
Janvier	31	11,52	11,56	11,66	11,78	11,63	—	11,62	—	11,56	—	11,620
Février	24	11,30	11,56	11,62	—	11,62	—	11,62	11,50	11,56	—	11,620
Mars	35	11,52	11,56	11,61	11,86	11,62	—	11,62	11,61	11,55	—	11,620
Avril	24	11,54	11,57	11,63	11,69	—	—	11,61	—	—	—	11,620
Mai	32	11,54	11,59	11,78	—	11,60	—	11,62	11,61	11,56	—	11,620
Juin	43	11,54	11,58	11,65	—	—	11,63	11,60	11,64	11,56	11,60	11,620
Juillet	32	11,54	11,55	11,63	—	—	—	—	—	—	—	11,620
Août	42	11,54	11,56	11,77	—	—	11,63	—	11,54	—	—	11,620
Septembre	35	11,54	11,56	11,65	11,84	—	11,63	—	—	—	—	11,620
Octobre	33	11,54	11,57	12,45	11,77	—	—	—	—	—	—	11,620
Novembre	53	11,54	11,62	12,17	—	—	11,56	—	—	—	—	11,620
Décembre	46	11,54	11,59	12,27	11,73	—	—	—	—	—	—	11,620

Notes:

* Mois de transition quant au prix.

1. Pour obtenir le prix estimatif étranger net en 1975 pour Irving Oil, il suffisait de déduire du prix d'importation au Canada le revenu net par baril de la filiale étrangère. Les prix étrangers d'Irving étaient de 0,02 à 0,10 $ en dessous du POFE pour le prix étranger à 50 p. 100 et de 0,23 à 0,40 $ sous le POFE pour le prix étranger à 100 p. 100 (voir le tableau 3 à l'annexe F pour une explication des prix étrangers à 50 et 100 p. 100 d'Irving Oil). Les prix de 1975 pour Ultramar et de 1976 pour Irving incluent la majoration imposée par la société de commerce associée étrangère.

2. Les prix de Texaco en 1975 ont été calculés à partir des prix contractuels caf par l'OIP (10,57 en février/mars, 10,69 en juin et 10,67 en juillet), mais ces prix sont considérés comme étant anormalement bas en raison de l'élément fret utilisé pour établir les prix fob.

Sources:

1. Les prix du DOE sont tirés des pièces I-79 et I-83 ainsi que du *U.S. Federal Register References* citées à l'annexe E.

2. Les prix d'importation au Canada sont ceux de l'Office des indemnisations pétrolières (OIP) signalés au tableau 3 de l'annexe F. Ils n'ont pas été rajustés pour tenir compte de toute variation par rapport à la norme de la teneur en soufre et de la densité 34,0° API utilisée pour le prix du DOE et le POFE.

peut voir que, bien que les prix concordant avec le POFE versés par Petrofina et BP étaient supérieurs au prix au cinquantième percentile, les différences étaient en fait minimes. Les prix versés par Sun, Shell et Gulf étaient en moyenne à peu près égaux au prix au cinquantième percentile. Les prix de Murphy, en 1976, étaient environ 0,05 $ de plus, sauf pour un mois où ils étaient 0,06 $ de moins. Cependant, les prix versés par Ultramar et Irving Oil dépassaient le prix représentatif médian du DOE par une marge de 0,27 à 0,32 $ et de 0,07 à 0,31 $ respectivement en 1975. En 1976, les prix d'Irving Oil étaient de 0,12 à 0,30 $ plus élevés.

Le Venezuela était la source la plus importante de brut étranger importé au Canada. Il existait et il existe toujours une vaste gamme de pétroles bruts vénézuéliens en ce qui concerne la densité et la teneur en soufre. Pour établir ses tableaux récapitulatifs des bruts vénézuéliens, le DOE les a groupés en pétroles bruts «moyens» et «légers», avec correction pour la densité et la teneur en soufre. La Commission a accès aux données du DOE pour la période allant jusqu'à la fin de 1976 ainsi que pour 1979. Cela ne constitue pas un problème aussi grave qu'il peut sembler tout d'abord étant donné que le Venezuela a nationalisé tous les avoirs des sociétés de pétrole brut au début de 1976. A compter de cette date, le gouvernement vénézuélien est devenu le seul vendeur, et les prix sont devenus tout à fait transparents jusqu'à ce que les membres de l'OPEP commencent à accorder des rabais, soit au début des années 1980.

Le tableau 3 établit une comparaison entre les prix payés par Gulf, Impériale, Shell, Sun et BP en 1975 et 1976 et le prix au cinquantième percentile du DOE. Quant à 1975, la majorité des achats de Ceuta et de Tia Juana léger effectués par Impériale ont manifestement été conclus à des prix favorables par rapport au prix représentatif du DOE tandis que les prix payés pour le Guanipa étaient généralement supérieurs au prix représentatif du DOE. En ce qui a trait à Shell dont les achats s'effectuaient en vertu d'un contrat à long terme prévoyant une formule favorable de rajustement des prix, elle a versé des prix particulièrement bas pour le Lagotreco et le Lagomar. Les prix payés par Gulf au début de 1975 pour l'Oficina étaient plus bas que le prix représentatif du DOE; cependant, pour la durée de 1975, les prix payés pour le Ceuta ont été, en général, plus élevés. Au début de 1975, les prix payés par Sun pour le Lagomar ont été inférieurs au prix représentatif du DOE; il en a été de même à la fin de 1975 pour les prix payés par BP pour le Lagotreco. En 1976, les prix payés par les sociétés ont été, en général, supérieurs au prix représentatif moyen du DOE. Cependant, l'écart variait entre $0,01 $ et 0,23 $ seulement.

Les prix versés par Sun pour le brut vénézuélien, au cours des huit premiers mois de 1974, étaient beaucoup plus élevés que les prix représenta-

Tableau IX-3

Différences entre les prix fob* versés par les sociétés canadiennes et les prix fob aux tiers au cinquantième percentile ou à la médiane signalés au ministère de l'Énergie (DOE) américain pour les pétroles bruts légers vénézuéliens (34,0° – 34,9° API), 1975 et 1976 (en cents US le baril)

	GULF			IMPÉRIALE			SHELL		SUN	BP
	Ceuta	Oficina	Mesa	Ceuta	Guanipa	T.J. léger	Lago-treco	Lago-mar	Lago-mar	Lago-treco
1975										
Janv.	(49)	(75)		(41)	(41)	(64)	(108)	(110)		
Fév.	(14)	(42)		(10)	(7)	(37)	(69)	(67)	(45)	
Mars	16	(14)		(13)	21	(9)	(39)	(40)	(8)	
Avril	21	(9)		1	10	(29)	(32)	(39)	(13)	
Mai	18	(14)		(10)	1	(35)	(40)	(40)		
Juin	7			(11)	4	(36)	(43)	(41)		
Juil**	(5)			(4)	7	(29)	(28)	(32)		
Août	19			17	31	(7)	(15)	(18)		
Sept.	(5)			(6)	10	(30)	(40)	(36)		
Oct.	(7)			(27)	(12)	(42)	(43)	(42)		
Nov.	25		7	8	21	(6)	(9)	(5)		(48)
Déc.	15			(3)	20	(17)	(10)	(10)		
									Lago-medio	
1976										
Janv.	18				16	0	2	13		
Fév.	2				23	(8)	1	(2)		
Mars	13				18	2	10	10		
Avril	13				19	2	8	15		
Mai	0,4				7	(9)	(1)	11		
Juin	7				13	(4)	5	11		
Juil.	11				16	1	9	7		
Août	11				17	2	2	7		
Sept.	11				18	2	2	5		
Oct.	(7)				(1)	(12)	(10)	(11)	5	
Nov.	5				4	(8)	(9)	8	19	
Déc.	(0,4)				(1)	(13)	(10)	(4)		

* L'on a tenu compte de la teneur en soufre en rajustant 0,07 $ pour chaque dixième de 1 p. 100 en-dessous de 1,7 p. 100, et de la densité, en rajustant 0,06 $ pour chaque dixième de degré API sous 34°.

** Le Programme d'indemnisation des importateurs de pétrole a été modifié en juillet 1975.

Note:

Les différences ont été calculées en défalquant le prix signalé au DOE du prix payé par la société canadienne et signalé en vertu du PIIP. Les différences apparaissant entre parenthèses s'expliquent par le fait que les prix des sociétés canadiennes étaient inférieurs au prix moyen du DOE.

tifs du DOE (ou que ceux payés par d'autres importateurs). Par la suite, ils ont été ramenés à peu près au même niveau que ceux versés dans le cadre de transactions entre tiers. Les prix élevés versés en 1974 s'inscrivaient dans le maintien de la politique appliquée depuis plusieurs années par la société mère de Sun et qui consistait à imposer des prix de cession interne élevés.

Contrairement à l'opinion exprimée par le Directeur, des prix relativement élevés versés par Sun en 1974 n'ont pas changé les indemnisations des exportations accordées par cette société en vertu du PIIP. L'indemnisation accordée en vertu du programme initial d'indemnisation des importations était fonction du montant *le plus faible* soit des hausses du prix fob, soit des augmentations du prélèvement de l'État d'origine par rapport au niveau repère de sorte que toute augmentation des prix fob dépassant le prélèvement de l'État d'origine n'entraînerait pas une indemnisation accrue.

Pour résumer les résultats des comparaisons avec les données du DOE, rien ne prouve que le paiement de POFE (ou de prix plus faibles dans certains cas) ait été préjudiciable aux sociétés canadiennes ou ait entraîné le versement d'indemnisations excessives en vertu du PIIP.

Même si la Commission n'a reçu aucune preuve systématique relative aux prix de cession à terme après 1979, l'on peut facilement déduire des éléments de preuve existant que les acheteurs qui payaient le POFE s'en sont bien tirés en 1980 et pour une partie de 1981. Après l'augmentation soudaine des prix du brut à l'issue de la révolution en Iran, les prix spot ont largement dépassé le POFE et, selon certains rapports, plusieurs pays ont exigé des primes de prix au-delà du POFE ou encore des concessions sous forme d'aide technologique ou autre. Cette situation semble avoir duré environ un an, c'est-à-dire jusqu'à l'apparition en 1981 de certains indices d'un affaiblissement des prix.

Lorsque les prix du brut ont commencé à diminuer en 1981, les POFE ont généralement crû au point de dépasser les prix de cession aux tiers. Lorsque les prix spot ont commencé d'entraîner des réductions intermittantes des POFE, l'on a entendu dire que des membres de l'OPEP accordaient des concessions cachées. À ce point-là, plusieurs sociétés canadiennes n'achetaient plus de leurs sociétés associées[15]. Malgré l'absence de renseignements qui permettraient de tirer des conclusions quant aux prix versés par les autres sociétés canadiennes par rapport aux prix de cession, il semble bien que les sociétés réagissaient à la possibilité d'obtenir des prix plus bas sur le marché du disponible en orientant leurs achats dans ce sens. En fait, le gouvernement fédéral est intervenu à compter d'avril 1982 afin de décourager ces achats et de protéger les ventes de brut canadien. Ajoutons à cela une contrainte supplémentaire, à savoir l'obligation pour les sociétés d'acheter une part des

15. La pénurie de brut canadien, en 1981, résultant des baisses de production imposées par le gouvernement de l'Alberta, a obligé les sociétés ayant des raffineries au Québec et dans les provinces de l'Atlantique à combler celle-ci en achetant des cargaisons au jour le jour. Le PIIP leur a fourni des indemnisations spéciales pour les prix plus élevés; les prix spot de ces cargaisons n'ont pas été inclus pour calculer le montant de l'indemnisation.

50 000 barils par jour de brut mexicain à l'achat duquel le gouvernement canadien s'était engagé par l'intermédiaire de Petro-Canada.

5. Résumé et conclusions

1. Les années qui ont suivi 1973 ont été marquées par de grandes variations dans la conjoncture du marché. Jusqu'en 1979, presque tout le brut était vendu au POFE en vertu de marchés à terme. Puis, pendant environ un an, après correction pour diverses concessions ne touchant pas le prix, les prix à terme ont dépassé le POFE. A la fin de 1981, le POFE semble généralement être devenu un piètre guide pour les prix de cession, en raison des concessions sur les prix et autres facteurs (par exemple, les modalités de crédit) accordés par les vendeurs.

2. Il est difficile de mesurer le volume des ventes aux raffineurs sur le marché du disponible. Néanmoins, l'on semble généralement accepter que les ventes au jour le jour ont grandement augmenté, quant à leur importance relative, depuis la fin des années 1970, au point où elles représentent actuellement plus d'un tiers du volume. Ces dernières années, le commerce portant sur les marchés à terme de brut n'a fait qu'élargir et assouplir la gamme de transactions sur le pétrole brut.

3. D'après les renseignements publiés, il semble qu'après 1973 et jusqu'au début des années 1980, les sociétés canadiennes, à quelques rares exceptions près, aient payé les POFE. Ces prix étaient égaux ou inférieurs à ceux payés en moyenne dans le cadre des transactions entre tiers. D'après les éléments de preuve, il n'y a donc aucun fondement à la crainte du Directeur voulant que les sociétés pétrolières aient continué après 1973 de payer des prix supérieurs aux prix de cession et que par conséquent des paiements excessifs aient été versés en vertu du Programme d'indemnisation des importateurs de pétrole.

4. La Commission ne disposait pas de renseignements permettant de tirer des conclusions au sujet des prix de cession payés après 1981 par les sociétés canadiennes. Il semble toutefois que les sociétés aient réagi aux prix inférieurs exigés sur le marché libre en y augmentant le volume de leurs achats.

X

Le secteur du raffinage

1. Les questions

La loi confère à la Commission le mandat de procéder à une enquête sur l'existence et l'effet de conditions ou pratiques qui se rattachent à des situations de monopole ou à la restriction du commerce, et d'évaluer leurs répercussions à la lumière de l'intérêt public. Aux fins de ce chapitre, on peut paraphraser ce mandat comme suit: existe-t-il des mesures raisonnables susceptibles de permettre aux forces du marché de s'exercer plus librement dans le secteur du raffinage?

Au cours des audiences, un des raffineurs a soutenu que la Commission devait s'en tenir à la question de l'existence ou non d'ententes entre, ou parmi, les raffineurs dont l'objectif ou l'effet aurait été de restreindre la concurrence et d'augmenter les prix. Cela équivaut presque à suggérer que la Commission, dans le cadre d'une enquête en vertu de l'article 47, s'attache à déterminer s'il y a eu ou non infraction criminelle, démarche qui serait fort inopportune et possiblement injuste, compte tenu de la nature des questions étudiées et des preuves déposées au cours d'une telle enquête. Bien qu'une telle démarche puisse peut-être s'inscrire de manière générale dans le mandat de la Commission, celui-ci, tel que défini par les articles 47 et 19(2) de la *Loi relative aux enquêtes sur les coalitions*, est beaucoup plus vaste.

Dans le cas du raffinage, comme dans les autres, la Commission a cherché à comprendre les caractéristiques principales du secteur et à évaluer les types de conduite et d'ententes qui ont cours dans l'industrie. L'historique de l'industrie pétrolière est d'une importance particulière dans le cas du raffinage, qu'on pourrait à juste titre considérer comme son pivot. La Commission a cherché à identifier la nature et les causes des entraves ou des restrictions au jeu des forces du marché, restrictions qui, si l'on devait permettre leur maintien, pourraient exclure ou gêner des concurrents actuels ou éventuels aux offres plus alléchantes (sous forme, par exemple, de meilleurs prix) dans leur tentative de s'attirer la clientèle d'autres entreprises grâce au libre jeu de la concurrence.

Afin d'identifier les restrictions et d'évaluer leurs effets sur le marché, la Commission s'appuie dans une certaine mesure sur les plaintes de personnes qui s'estiment lésées par la façon dont l'industrie exerce en fait ses activités. Ce genre de preuves ne saurait cependant suffire. Il se peut qu'une personne dont les activités ont été entravées hésite à témoigner ou encore qu'elle n'estime pas que le problème découle de lacunes dans le mode de fonctionnement du marché. Par ailleurs, on ne peut s'attendre que les personnes qui ont tiré parti de telles restrictions s'en plaignent. Par conséquent, et aussi parce que cela s'avère utile pour l'étude d'un comportement commercial dont les effets éventuels ne sont pas évidents, la Commission s'est aussi penchée sur les indicateurs économiques généraux de la vigueur de la concurrence afin de voir si l'on pouvait y déceler l'existence d'une entrave significative aux forces du marché. De tels indicateurs peuvent s'avérer particulièrement pertinents pour l'évaluation de recommandations dont la mise en oeuvre entraînerait une restructuration profonde de l'industrie ou de son mode de fonctionnement. C'est peut-être dans cette optique que le Directeur a allégué des surcoûts de 12 milliards de dollars (dont il est question dans la partie B du présent Rapport), dans le but d'appuyer implicitement certaines recommandations globales présentées dans le Livre vert. Quoi qu'il en soit, ces indicateurs généraux permettent une vérification indirecte de l'existence de graves entraves au libre jeu des forces du marché. Les indicateurs généraux ne permettent pas à eux seuls de tirer des conclusions mais l'attention, que leur ont accordé à des degrés divers le Directeur et les raffineurs, atteste leur importance. Par exemple:

1. Dans quelle mesure un petit nombre d'entreprises ont-elles assuré, pendant longtemps, une proportion importante de la production de l'industrie? Ces mêmes grandes entreprises ont-elles conservé leur part du marché ou leur rang pendant de longues périodes? Un niveau de «concentration» faible ou en déclin sur une longue période est signe de concurrence. Par contre, une concentration relativement forte ou une absence d'évolution significative sur une longue période ne permettent pas à elles seules de conclure à l'existence de restrictions injustifiables, puisqu'une forte concentration ou une stabilité des données peuvent être attribuables à des impératifs économiques dans l'industrie ou au maintien d'un rendement supérieur; le cas échéant, il convient à tout le moins d'étudier de plus près les raisons d'une telle stabilité. On peut alors se demander s'il existe des barrières ou des restrictions injustifiables au changement, et s'il se trouve de nouveaux venus éventuels.

   Des niveaux élevés de concentration soulèvent des inquiétudes d'un autre ordre, particulièrement dans des industries dont les produits sont aussi homogènes que les produits pétroliers. Moins il y a d'entreprises raisonnablement susceptibles d'introduire les changements, plus on

risque que leur désir commun d'optimiser leurs profits donne lieu à des ententes tacites ou à des pratiques analogues et interdépendantes sur le plan concurrentiel qui gêneront les nouveaux investissements, bloqueront le changement et rétréciront la gamme de choix offerte aux acheteurs. Par conséquent, et toutes choses étant égales d'ailleurs (une réserve importante), il y va de l'intérêt public d'abaisser les niveaux élevés de concentration et de réduire l'interdépendance oligopoliste.

2. Quelle est la nature des investissements dans le raffinage et de ses coûts? Quel est l'historique des implantations et des retraits et quelle a été l'évolution du profil des investissements dans cette industrie? Quel est l'historique de la surcapacité dans l'industrie?

Afin d'étudier ces questions, il importe d'avoir une connaissance générale de la nature des investissements dans le secteur du raffinage, notamment leur ampleur, le rôle de l'évolution technologique, les délais de planification et la durée prévue des immobilisations, la facilité ou la difficulté de modifier une raffinerie pour répondre à l'évolution de la demande, les économies d'échelle et l'influence des coûts irrécupérables sur les frais d'abandon de l'industrie et, par conséquent, sur les risques et les coûts d'implantation.

Il convient aussi, lors d'un examen des accords d'approvisionnement entre raffineurs (dont il est question plus en détail dans la section 4 du présent chapitre) de se pencher sur la preuve relative à l'implantation dans l'industrie et à son abandon, de même que sur la réaction de l'offre à l'évolution de la demande, dont témoigne tout particulièrement le niveau d'utilisation de la capacité.

Dans son Livre vert, le Directeur a énoncé sa thèse fondamentale au sujet du raffinage: les *Majors* auraient joui d'un «pouvoir commercial commun» dans ce secteur, qu'elles ont mis à profit pour restreindre la concurrence dans le secteur de la commercialisation. Il a en outre soutenu que ce prétendu pouvoir commercial commun découlait de trois sources, notamment la forte concentration dans le secteur du raffinage, un pouvoir de monopole, tant en amont qu'en aval du raffinage, et un «réseau» ou un «profil» bien établi d'ententes d'approvisionnement en produits entre les raffineurs.

Le Directeur a soutenu que le nombre et la nature des ententes d'approvisionnement entre les raffineurs favorisaient un comportement coopératif ou parallèle à l'égard de l'approvisionnement du secteur de la commercialisation et de ses pratiques. Selon lui, les conditions monopolistiques observées dans le secteur du raffinage provenaient d'un recours généralisé aux accords de réciprocité, c'est-à-dire à des accords en vertu desquels un premier raffineur fournit des quantités relativement importantes d'un produit à un second raffineur qui n'a pas de raffinerie dans la région, en

retour d'un approvisionnement analogue par ce second raffineur dans un marché éloigné où le premier n'a pas de raffinerie. Les relations de travail étroites ainsi que le degré de confiance et de compréhension mutuelles entre raffineurs qui, de l'avis du Directeur, provenaient pour une bonne part des ententes d'approvisionnement réciproque, entraînaient, selon lui, un refus de concurrencer en matière de prix à la pompe lorsque l'implantation n'était pas menacée, ainsi que le «renforcement mutuel d'un comportement punitif» lorsque l'implantation sur le marché ou la concurrence en matière de prix étaient menacées.

Les inquiétudes du Directeur se sont approfondies au cours des audiences de la Commission, surtout suite à l'entente de copropriété de la raffinerie de Port Moody conclue entre Petro-Canada et Gulf en 1982, et des accords d'approvisionnement interdépendants entre BP/Shell et Gulf/Texaco entre 1982 et 1983, de concert avec des fermetures de raffineries par chacune d'entre elles. Cela a donné lieu aux allégations du Directeur voulant que les raffineurs coopèrent pour réduire la capacité de raffinage afin d'éviter des pressions à la baisse sur les prix à la pompe qu'avait entraînées ou qu'entraînerait une capacité excédentaire de raffinage, ou qui s'accentueraient dans le cas d'une expansion de la capacité. Dans son argumentation finale, le Directeur a soutenu que «jamais dans l'histoire du Canada le secteur manufacturier de l'industrie pétrolière n'a-t-il été aussi étroitement coordonné» et que «la réciprocité n'a comme seule conséquence que le contrôle de la concurrence».

Outre le pouvoir commercial commun qui, selon le Directeur, découlait en partie des accords d'approvisionnement entre raffineurs, celui-ci a prétendu que les accords d'approvisionnement réciproque exerçaient quatre effets particulièrement néfastes:

1. Les raffineurs ne disposent plus que d'une quantité infime de produits à vendre aux fournisseurs non intégrés;

2. La négociation des accords de réciprocité comporte l'échange de prévisions détaillées, de renseignements divers et de plans entre des concurrents, ce qui favorise la coordination des modifications de la capacité de raffinage, ainsi que l'identification et le désamorçage de stratégies agressives de commercialisation;

3. La mise en concordance des volumes échangés fixe nécessairement les parts du marché; et

4. Les accords aident à maintenir en exploitation des raffineries inefficaces et provoquent une augmentation indue des frais d'approvisionnement qui entraîne une mauvaise distribution des ressources.

Les raffineurs ont répondu en détail à chacune de ces allégations qui font l'objet de la section 4 du présent chapitre. La Commission est cependant

d'avis que l'évaluation des affirmations du Directeur ne constitue qu'un des volets de l'étude des accords d'approvisionnement réciproque. Ce n'est pas d'hier que l'on procède à des échanges de brut et de produits pétroliers dans cette industrie. Si l'on suppose que les entreprises procèdent à des échanges ou à d'autres formes d'approvisionnement réciproque lorsque cela s'avère efficace pour elles, l'efficacité pour les parties équivaut-elle à une efficacité pour la société? Tel devrait être le cas en régime de concurrence.

On peut songer à une foule de questions précises au sujet des accords d'approvisionnement réciproque. On en revient cependant aux questions fondamentales, à savoir s'ils ont tendance à provoquer une hausse des coûts ou des prix, ou les deux. On peut imaginer divers scénarios qui donnent des réponses positives ou négatives à ces deux questions.

La Commission s'est aussi demandé si les accords d'approvisionnement entre raffineurs entravaient le libre jeu du marché ou donnaient lieu à tout autre effet d'exclusion ou d'interdiction nuisible à l'implantation ou à l'expansion qui devrait intéresser la politique d'État. Plus particulièrement, l'incapacité d'un raffineur d'acheter en retour des produits, lorsqu'il lui est possible d'en fournir à partir de sa raffinerie, a-t-elle des conséquences et, si oui, lesquelles? La durée des ententes d'approvisionnement ou des contrats d'achat, et les quantités en cause, qu'il s'agisse ou non du total des besoins, empêchent-elles sans raison le destinataire d'investir dans le raffinage ou le stockage? Arrive-t-il que des accords d'approvisionnement réciproque confèrent à un raffineur un degré déraisonnable d'influence sur l'aptitude d'un autre raffineur à construire une raffinerie ou d'autres installations, ou à s'en départir? Ces accords entre raffineurs comportent-ils ou occasionnent-ils des restrictions, mutuelles ou univoques, sur la façon dont le destinataire d'un produit peut le distribuer sur les marchés où il peut le faire, ou encore sur sa façon de gérer ses affaires? Les accords d'approvisionnement réciproque soulagent-ils la pression à la baisse sur les prix de gros? Les raffineurs sont, en règle générale, de très puissants acheteurs en raison du nombre d'options d'approvisionnement dont ils jouissent, dont l'implantation. S'ils étaient tenus d'acheter plutôt que d'échanger leurs produits, provoqueraient-ils une baisse des prix, particulièrement dans les régions où ils ont le choix de livrer des produits indigènes ou importés? Malheureusement, les preuves présentées à la Commission ont seulement fourni des réponses incomplètes à ces questions.

Comme nous l'avons déjà mentionné, l'évaluation de ces questions par la Commission ne peut qu'avoir caractère de jugement. Lorsqu'il s'agit de décider de l'opportunité de recommander des mesures ou des recours particuliers, les préjudices constatés et les effets probables de la recommandation doivent être exprimés avec une clarté à la mesure des perturbations qu'amènera sa mise en oeuvre. Supposons un instant que certains types

d'accords d'approvisionnement entre raffineurs soient préjudiciables. Il faut alors se demander s'ils causent plus de tort que de bien et comment les raffineurs chercheraient à régler les problèmes légitimes que de tels accords permettraient de régler si l'on devait leur imposer des restrictions. Se retireraient-ils de certains marchés? Le cas échéant, seraient-ils remplacés par d'autres raffineurs de la région ou par des fournisseurs non intégrés? Construirait-on plus de pipelines pour l'acheminement des produits, ce qui influerait sur le coût de l'approvisionnement tout en accroissant sa flexibilité?

Nonobstant les inquiétudes manifestées par le Directeur au sujet de l'intégration verticale, les correctifs qu'il a proposés relativement au secteur du raffinage visaient exclusivement les accords d'approvisionnement entre raffineurs. Il a proposé de les assujettir à un mécanisme d'approbation réglementaire parce que:

> La politique d'État devrait chercher à favoriser de tels accords lorsqu'ils procurent une augmentation de l'efficacité, mais elle doit aussi chercher à minimiser les effets néfastes de toute augmentation conséquente du pouvoir commercial. Elle doit tenter de s'assurer que le consommateur canadien profite lui aussi de cette plus grande efficacité.

Quant à la forme que devrait adopter ce mécanisme d'approbation, le Directeur avait proposé dans le Livre vert que, compte tenu de la connaissance de l'industrie possédée par l'Office national de l'énergie (ONE), celui-ci soit tenu d'approuver tous les accords d'approvisionnement entre les raffineurs canadiens touchant le commerce et les échanges extraprovinciaux. Il a recommandé en outre à la Commission qu'avant d'approuver les accords, l'ONE soit tenu de consulter le ministre de la Consommation et des Corporations relativement aux effets possibles sur la concurrence de ces accords ou de leurs dispositions.

Une fois terminées les audiences de la Commission, et au cours des diverses étapes de la présentation de l'argumentation écrite du Directeur, sa proposition a évolué pour s'énoncer finalement comme suit:

1. Que soit interdit tout accord réciproque (c'est-à-dire interdépendant) d'approvisionnement entre les raffineurs d'une durée de plus de 90 jours sauf lorsqu'un accord a déjà été conclu, auquel cas il peut être maintenu si, après examen par la Commission sur les pratiques restrictives du commerce, il est jugé, dans sa forme actuelle ou modifiée, bénéfique à la concurrence.

2. Que soit interdit tout autre accord d'approvisionnement entre raffineurs, actuel ou futur, d'une durée de plus de deux ans, à moins que la Commission sur les pratiques restrictives du commerce ne le juge, après examen, susceptible d'exercer un effet bénéfique sur la concurrence.

Le Directeur a aussi déclaré que les accords d'approvisionnement réciproque englobaient ce qu'on pourrait qualifier de «coentreprises» ou d'«ententes d'exploitation», ce qui renvoie, selon l'interprétation de la

Commission, à la propriété et au contrôle partagés de la raffinerie de Port Moody qui existaient à ce moment.

Le Directeur a aussi déclaré devant la Commission que plusieurs des recours proposés étaient interdépendants et qu'il ne servirait à rien d'interdire les échanges réciproques sans tenir compte des acquisitions, des ventes en exclusivité et des ventes par voie de consignation. A ce dernier chapitre, il a proposé que les acquisitions de points de vente au détail par les raffineurs soient assujetties à l'approbation de la Commission, que les ventes en exclusivité de carburant soient interdites et que la vente par voie de consignation, ou tout autre type de contrôle des prix à la pompe des points de vente dont le fournisseur n'est pas le propriétaire-exploitant soit interdite.

2. La nature du secteur du raffinage

(a) Le procédé

Le raffinage du pétrole fait appel à un matériel complexe destiné à modifier les rapports entre les atomes d'hydrogène et de carbone qui composent les hydrocarbures du pétrole brut. On utilise diverses charges d'alimentation, notamment le pétrole brut en provenance de puits souterrains, le brut synthétique des sables bitumineux et les condensats de gaz naturel. Les propriétés chimiques et physiques de chaque charge d'alimentation varient quant à la teneur en soufre et à la densité, par exemple. Par conséquent, chaque raffinerie est conçue de manière à traiter des types particuliers de charges d'alimentation dans le but de produire la gamme et les quantités désirées de produits. En règle générale, chaque raffinerie fonctionne à son efficacité maximum lorsqu'elle traite des charges d'alimentation se situant dans une certaine fourchette; afin de traiter avec autant d'efficacité des charges d'alimentation aux caractéristiques différentes, il est parfois nécessaire d'effectuer des dépenses d'immobilisation supplémentaires. Le choix du type de raffinerie à construire repose donc sur une complexe évaluation à long terme des marchés des divers produits raffinés ainsi que sur les prévisions de la disponibilité et du coût des charges d'alimentation de rechange.

En ce qui a trait à la demande de produits, le raffineur doit évaluer, par exemple, la demande d'essence automobile, de kérosène, de carburant diesel, de mazout lourd et léger, et d'asphalte sur son marché. Chaque raffineur peut modifier dans une certaine mesure sa gamme de produits mais, au-delà d'une certaine limite, il lui faudra engager des frais d'immobilisation pour éliminer certains goulets d'étranglement ou resserrements dans les processus

de raffinage à flux continu. En fait, un des perfectionnements de la conception des raffineries consiste à savoir planifier l'agrandissement de la raffinerie tout en minimisant les frais d'immobilisation nécessaires pour débloquer les goulets d'étranglement.

La fabrication concomitante des produits confère un certain caractère d'inflexibilité à l'exploitation des raffineries. La production d'essence entraîne nécessairement la production d'autres produits tels que le mazout et le carburant diesel. C'est ainsi que la production d'une quantité déterminée d'un certain produit entraîne souvent une pénurie ou un surplus des autres produits. En 1984 par exemple, au cours de la grève des mineurs de charbon en Grande-Bretagne, les raffineries européennes ont augmenté leur production de mazout et de soutes en remplacement du charbon; ce faisant, elles ont dû augmenter leur production d'essence, ce qui a entraîné une chute des prix de l'essence tant que les surplus n'ont pas été écoulés.

En 1984, la moyenne approximative de la répartition en pourcentages des principaux produits fabriqués par les raffineries canadiennes était la suivante: essence automobile (41 p. 100), diesel (19 p. 100), mazout lourd (11 p. 100), mazout léger (10 p. 100), charges d'alimentation pétrochimiques (5 p. 100), carburant d'avions (5 p. 100) et autres produits (9 p. 100) (voir le tableau 1 à l'annexe G). La gamme de produits a varié par région et avec le temps. Les carburants, notamment l'essence et le diesel, ont une importance disproportionnée dans les raffineries de l'Ouest, puisque cette région recourt davantage au gaz naturel qu'aux fuels léger et lourd pour le chauffage et la production d'énergie. Dans les provinces de l'Atlantique, par contre, le mazout occupe toujours une place prépondérante tandis que son importance décline rapidement en Ontario et au Québec à mesure qu'il cède la place au gaz naturel et à l'électricité. Dans l'ensemble, l'importance relative des carburants s'est accrue rapidement dans toutes les raffineries canadiennes au cours des six ou sept dernières années, au rythme de la perte de vitesse des mazouts (en raison de leur prix élevé par rapport aux autres sources d'énergie) et du Programme de remplacement du pétrole du gouvernement fédéral. Afin de répondre à l'évolution de la demande de produits pétroliers, les raffineries ont dû perfectionner leurs installations en investissant davantage dans la valorisation des charges d'alimentation et dans le matériel de traitement secondaire.

La conception et le coût des raffineries reposent aussi sur l'évolution des perspectives à long terme des approvisionnements. Les raffineries du pays sont donc touchées directement par le déclin des réserves canadiennes de brut léger et par la disponibilité de vastes réserves de brut lourd.

Le raffinage exige un processus de fabrication en flux continu. Il en coûte très cher d'interrompre le flux continu de brut, de produits semi-finis et de produits raffinés qui circulent dans l'usine, en arrêtant et en redémarrant le

processus. Il peut être rentable d'exploiter une raffinerie à moins que pleine capacité, bien que cela s'avère moins efficient; il existe cependant un seuil d'utilisation en deçà duquel la rentabilité disparaît. Ce seuil varie d'une raffinerie à l'autre et dépend dans une certaine mesure du prix des charges d'alimentation et des produits; il reste que très peu de raffineries peuvent fonctionner à moins de 50 p. 100 de leur capacité. Il existe des exceptions, par exemple lorsqu'une raffinerie comprend plusieurs pièces d'équipement parallèles dont certaines peuvent être arrêtées complètement tandis que les autres continuent de fonctionner. La raffinerie d'Irving compte trois unités de distillation dont une ou deux peuvent être fermées tandis que la raffinerie continue de fonctionner à moins de 50 p. 100 de la capacité prévue.

La capacité se mesure en barils par jour. La «capacité par jour civil» représente le débit quotidien moyen net sur une période d'un an, incluant le temps d'arrêt consacré à la maintenance; la «capacité par jour de fonctionnement» est une mesure à plus court terme du débit maximum de la raffinerie fonctionnant à pleine capacité sans temps d'arrêt. Les unités de distillation de brut fonctionnent habituellement environ 345 jours par année; la capacité par jour civil représente donc environ 95 p. 100 de la capacité par jour de fonctionnement. Par conséquent, si l'on connaît moins de temps d'arrêt au cours d'une période donnée que la moyenne prévue lors du calcul de la capacité nominale, la raffinerie fonctionnera à plus de 100 p. 100 de sa capacité nominale (jour civil) au cours de cette même période. De plus, la capacité nominale est fonction de l'utilisation d'un type précis de brut; le recours à un type différent peut occasionner des variations de la capacité nominale. La raffinerie de Texaco à Nanticoke affichait une capacité prévue de 95 000 barils/jour (b/j) mais pouvait, et a effectivement fonctionné à 110 000 b/j dans le cas du traitement de certains types de brut.

Le besoin de maintenir un débit continu rend la raffinerie vulnérable aux perturbations de ses approvisionnements en charges d'alimentation et de l'inaptitude à livrer les produits raffinés. La capacité des réservoirs de stockage de brut et de produits raffinés à la raffinerie est établie en fonction des sommets et des creux prévisibles dans l'arrivée des charges d'alimentation et la livraison des produits. De plus, il se peut qu'une raffinerie soit reliée à un réseau de pipelines de brut et de produits finis qui lui permette d'entreposer à une certaine distance de la raffinerie. A cet égard, le stockage et le transport sont des extensions de la raffinerie. Les installations de stockage sont habituellement la propriété des raffineurs tandis que les pipelines appartiennent aux raffineurs ainsi qu'à d'autres actionnaires.

Il en coûte habituellement très cher d'apporter des modifications considérables à une raffinerie. En raison des longs délais d'exécution entre les étapes de la planification, de la construction et de la mise en service d'une

raffinerie, il n'est pas étonnant que les hypothèses au sujet des entrées, des sorties, de la politique de l'État, des niveaux de prix et des autres conditions du marché soient parfois infirmées avant même que ne débute la production. Il est évidemment encore plus difficile de prévoir avec précision tous les paramètres pour la durée de vie prévue ou possible de la raffinerie; il faut donc poser des jugements difficiles afin de rendre la raffinerie assez flexible. Puisque la plupart des raffineries connaissent des expansions et des modifications au cours de leur existence, la grande majorité renferment des installations qui font appel à des technologies appartenant à diverses époques.

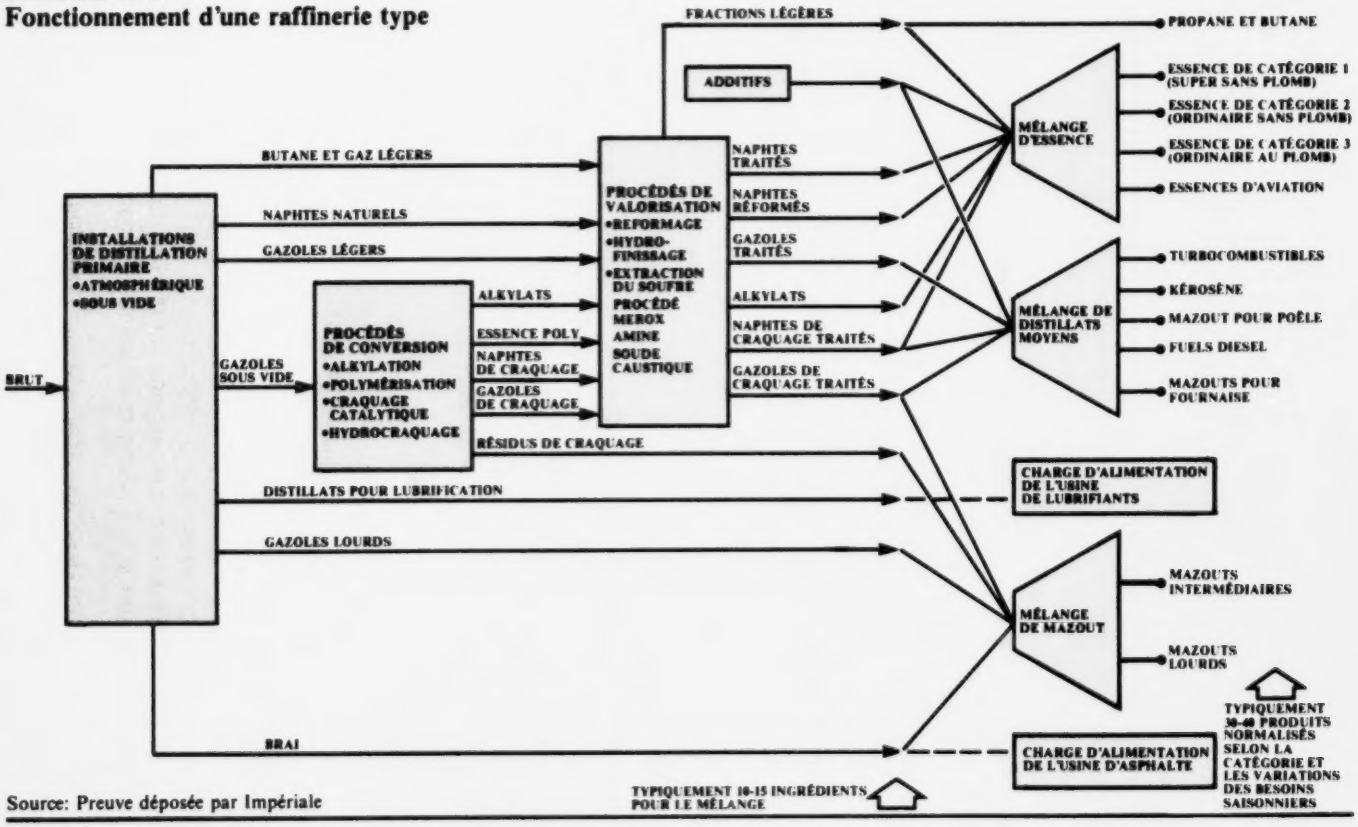
Les produits pétroliers doivent se conformer à de rigoureuses normes de qualité et de rendement. Il s'agit pour la plupart de mélanges de divers produits raffinés et d'additifs. Une raffinerie typique peut produire de 30 à 40 produits constitués à partir du mélange de 10 à 15 ingrédients clés: un produit typique peut contenir plusieurs ingrédients. Certaines raffineries peuvent se spécialiser: les raffineries de Gulf à Moose Jaw et à Calgary (cette dernière a été fermée en 1983) produisaient avant tout de l'asphalte à partir de brut lourd. La raffinerie de Petrosar à Sarnia fabrique des produits pétrochimiques, l'essence et le mazout n'étant chez elle que des produits dérivés.

La figure 1 illustre la complexité d'une raffinerie typique. Soulignons cependant que chacune constitue un système unique, intégré et construit sur mesure, et n'est «typique» que dans la mesure où elle est susceptible de contenir le matériel illustré, en partie ou au complet. Le brut est soumis à une série de procédés de distillation, de conversion et de valorisation dans le but d'en arriver à la gamme de produits énumérés dans la colonne de droite. On fait varier la gamme de produits en modifiant les entrées, le matériel de traitement ou les additifs.

La *distillation* consiste à chauffer le brut de manière à fractionner les divers hydrocarbures. Les fractions dont le point d'ébullition est peu élevé peuvent être séparées à des pressions atmosphériques tandis que les fractions au point d'ébullition élevé exigent une distillation sous vide. Les vapeurs obtenues à divers points d'ébullition sont ensuite condensées séparément afin d'obtenir des produits ou composantes distinctes qui serviront à produire les divers mélanges. Les raffineries de brut synthétique, telle que la nouvelle raffinerie de Shell à Scotford, en Alberta, n'exigent pas de tour de distillation sous vide.

Le matériel et les procédés de *conversion* permettent à la raffinerie de transformer le pétrole lourd en produits plus légers et de plus grande valeur, tels que l'essence et les distillats moyens; de ce fait, un baril de brut permet de produire plus d'un baril de produit. Parmi les procédés de conversion, on

FIGURE X-1.
Fonctionnement d'une raffinerie type



Source: Preuve déposée par Impériale

compte le craquage catalytique, l'hydrocraquage, la polymérisation, l'alkylation et le cokage. On appelle raffinerie «d'écrémage» une raffinerie qui ne dispose pas d'installation de conversion. Les premières raffineries appartenaient en général à cette catégorie mais la plupart ont maintenant été rénovées ou remplacées, la demande favorisant les produits plus légers.

On fait appel à une diversité de procédés de *valorisation* pour améliorer la qualité de la charge d'alimentation (par exemple pour enlever le soufre) et celle des produits, entre autres en augmentant l'indice d'octane afin de répondre à l'accroissement des exigences de diverses catégories de carburant, d'essence d'aviation, de diesel et de mazout.

(b) Les économies d'échelle et l'emplacement régional

Dans le raffinage, les économies d'échelle tiennent à la possibilité d'accroître la capacité sans augmentation proportionnelle des frais d'investissement. Les grandes raffineries ont donc tendance à avoir des frais d'investissement moindres par baril de capacité, bien que la diversité des gammes de produits, de l'âge des raffineries et d'autres facteurs rendent toute généralisation difficile. Le fait que les frais de main-d'oeuvre et de maintenance ne connaissent pas une augmentation proportionnelle à celle de la capacité de raffinage permet aussi d'autres économies d'échelle.

Les preuves déposées au cours de l'enquête font état de diverses estimations d'économies d'échelle dans le raffinage. En règle générale, il semble que la technologie permet actuellement d'atteindre le minimum des frais moyens de production à une capacité utilisée d'environ 200 000 b/j bien que les opinions diffèrent quant à l'augmentation des frais moyens dans le cas des plus petites raffineries. Par exemple, F.M. Scherer, dans son ouvrage intitulé *Economics of Multiplant Operations* (1975) rapporte des frais supérieurs de 5 p. 100 au minimum dans le cas d'une raffinerie de 65 000 b/j bien que Gulf Canada ait signalé des augmentations de frais sensiblement plus élevées dans le cas de raffineries de taille analogue. Les estimations de Scherer tiennent compte de changements techniques qui avaient permis une réduction importante des frais des grandes raffineries et dont les installations de taille moyenne pouvaient maintenant se prévaloir.

L'ampleur des frais fixes pénalise cependant les entreprises dont les raffineries ne fonctionnent pas à pleine capacité. Il peut donc être plus rentable pour un raffineur d'exploiter une petite usine, aux frais plus élevés, à pleine capacité qu'une grande usine en situation de capacité non utilisée.

Il n'existe au Canada que très peu de raffineries d'une capacité de 200 000 b/j dont les ventes régionales pourraient assurer la rentabilité: une dans les provinces de l'Atlantique, deux au Québec, trois en Ontario, deux

dans les Prairies et une en Colombie-Britannique. Le niveau réel de concentration est bien inférieur à cela puisque le Canada compte 25 raffineries productrices d'essence, en exploitation, ayant une moyenne arithmétique de 70 000 b/j de capacité et une moyenne pondérée de seulement 100 000 b/j. Il est néanmoins évident que le niveau relativement élevé de concentration de l'industrie canadienne du raffinage lui assure des économies significatives. La taille moyenne des raffineries canadiennes, bien que petite comparée aux raffineries de l'Europe occidentale, du Japon et de certains autres pays, a tout de même augmenté énormément de 1950 à 1970. Le Canada et les États-Unis comptent environ la même proportion de leur capacité de raffinage dans des usines de 75 000 b/j ou moins; par ailleurs, les installations de 150 000 b/j ou plus représentent près de la moitié de la capacité aux États-Unis, et seulement 23 p. 100 au Canada (voir les tableaux 2 et 3 à l'annexe G). Les raffineries canadiennes se comparent probablement avantageusement à celles des autres pays quant à leur modernité et à leur perfectionnement technique. Avec le temps, on a construit de plus grandes raffineries afin de profiter des économies d'échelle et des pipelines qui permettent d'acheminer les produits des raffineries vers les marchés éloignés. Au cours des années 1950 et 1960, la modernisation s'est effectuée grâce à l'addition d'installations de craquage catalytique; depuis les années 1960, on ajoute des installations d'hydrocraquage. Ces modifications ont permis d'obtenir une certaine souplesse en permettant aux raffineurs de réagir à l'évolution de la demande et d'utiliser divers types de brut.

Ce sont la taille du marché et la diversité des sources d'approvisionnement qui déterminent l'ampleur des économies d'échelle possibles. Les frais de transport du brut et des produits raffinés, et l'ampleur des économies procurées par de plus grandes raffineries sont des facteurs clés dans le choix de l'emplacement et de la taille des raffineries. Le tableau 1 indique la taille et l'emplacement des raffineries tandis que la carte figurant à la fin du Rapport présente l'emplacement des raffineries et le réseau de pipelines. Certaines usines sont situées près des sources de brut, d'autres près de vastes marchés et d'autres encore à mi-chemin entre les sources de brut et les marchés (mais souvent à la porte de ces marchés ou sur les côtes afin de profiter des faibles frais de transport). Les raffineries de l'Alberta peuvent acheminer leurs produits par pipeline aux principaux marchés des Prairies et dans une moindre mesure, depuis peu, vers la Colombie-Britannique. Les pipelines de brut relient l'Alberta aux raffineries de la Colombie-Britannique et se rendent dans l'est jusqu'à Montréal. Les raffineries du sud de la Colombie-Britannique, bien que situées sur la côte, ne peuvent recevoir de brut par pétrolier en raison des règlements interdisant le mouvement de brut dans le détroit de Georgie. Même sans ces règlements, le port de Vancouver ne pourrait accueillir les gros pétroliers et le brut devrait être débarqué ailleurs avant d'être livré par pipeline aux raffineries de la Colombie-Britannique.

Tableau X-1

Capacité de raffinage au Canada par société et par région*, décembre 1985
Barils (mètres cubes) par jour civil

Société	Atlantique		Québec		Ontario		Prairies		C.-B./T.N.-O.		TOTAL
Impériale	Dartmouth	86 802 (13 800)			Sarnia	130 203 (20 700)	Edmonton	182 410 (29 000)	Ioco	42 772 (6 800)	445 332 (70 800)
									Norman Wells	3 145 (500)	
Petro-Canada			Montréal	89 947 (14 300)	Trafalgar	79 883 (12 700)	Edmonton	121 397 (19 300)	Port Moody	37 111 (5 900)	406 334 (64 600)
					Clarkson**	59 755 (9 500)			Taylor	18 241 (2 900)	
Shell			Montréal	123 284 (19 600)	Sarnia	74 222 (11 800)	Bowden	5 661 (900)	Shellburn	25 160 (4 000)	278 647 (44 300)
							Scotford	50 320 (8 000)			
Texaco	Halifax	20 128 (3 200)			Nanticoke	94 979 (15 100)					115 107 (18 300)
Irving	Saint John	250 342 (39 800)									250 342 (39 800)
Ultramar			St-Romuald	100 011 (15 900)							100 011 (15 900)
Suncor					Sarnia	89 947 (14 300)					89 947 (14 300)

Tableau X-1 (suite)

Capacité de raffinage au Canada par société et par région*, décembre 1985
Barils (mètres cubes) par jour civil

Société	Atlantique	Québec	Ontario	Prairies	C.-B./T.N.-O.	TOTAL
Federated Co-operatives				Regina 45 000 (5 700)		45 000 (5 700)
Husky					Prince George 10 064 (1 600)	10 064 (1 600)
Turbo				Calgary 27 676 (4 400)		27 676 (4 400)
Chevron					Burnaby 37 111 (5 900)	37 111 (5 900)
TOTAL	357 272 (56 800)	313 242 (49 800)	528 989 (84 100)	432 464 (67 300)	173 604 (27 600)	1 805 571 (285 600)

Notes: * Raffineries en exploitation seulement. On a omis la raffinerie de Petrosar près de Sarnia puisque sa production d'essence et de mazout est accessoire à la fabrication de produits pétrochimiques. La raffinerie d'asphalte de Petro-Canada à Moose Jaw et la raffinerie d'asphalte de Husky à Lloydminster ont aussi été omises en raison de leur caractère spécialisé. La production des deux raffineries d'asphalte est comprise dans certaines des autres données générales figurant dans ce chapitre; les raffineries sont toutefois trop petites pour influer de façon significative sur ces données.

** Les lubrifiants plus une gamme particulière de produits énergétiques livrés à Montréal pour être transformés en essence et en d'autres produits.

Source: Dossiers de Énergie, Mines et Ressources Canada, Ottawa.

Dans l'Est, on a fermé les raffineries de Point Tupper (Nouvelle-Écosse) et Come-By-Chance (Terre-Neuve), toutes deux situées sur la côte, qui devaient servir avant tout à raffiner le brut importé et à exporter des produits par pétrolier vers les États-Unis. Les raffineries de Montréal et de Québec regroupent à la fois des raffineries axées sur le marché et des raffineries situées à leur porte; elles importent du brut par bateau, ainsi que par pipeline de Portland à Montréal et, ces dernières années, de l'Ouest canadien. Ces raffineries desservent à la fois les marchés du Québec et de l'est ontarien, ce dernier par l'entremise du Trans-Northern Pipe Line, bien que de 1961 à 1973 la Politique pétrolière nationale ait imposé des restrictions aux livraisons à l'ouest de la vallée de l'Outaouais. En Ontario, les raffineries de Sarnia et d'Oakville regroupent aussi des raffineries axées sur le marché et des raffineries situées à leur porte. Sarnia s'est développée avant tout comme centre de raffinage du brut importé des États-Unis. Le brut de l'Ouest a cependant pu accéder aux marchés du raffinage de l'Est canadien grâce à la construction du pipeline interprovincial (Interprovincial Pipe Line) qui a atteint Sarnia en 1953, Port Credit en 1957 et Montréal en 1976.

(c) Les pressions concurrentielles créées par des frais fixes élevés

L'ampleur des frais fixes d'une raffinerie, quelle que soit sa taille, incite les raffineurs à optimiser l'utilisation de la capacité et, peut-être, à réduire à cette fin le prix de leurs produits. Puisque la plupart des frais, outre ceux de la charge d'alimentation, sont fixes, un raffineur peut couvrir la hausse des frais variables entraînée par une augmentation de son chiffre d'affaires sans arriver à recouvrer le total du coût de ces ventes supplémentaires. En outre, le coût de fermeture et de remise en service d'une raffinerie est tellement élevé que le raffineur peut juger rentable d'effectuer des ventes supplémentaires à des prix qui se situent temporairement en deçà de ses frais variables. Des pourcentages élevés de surcapacité de raffinage peuvent donc donner lieu à du bradage ou à d'autres tentatives d'augmentation des ventes dans tous les marchés sur lesquels évoluent les raffineurs.

3. Une évaluation générale de la concurrence

(a) Un aperçu historique et géographique

L'industrie canadienne du raffinage a vu le jour en 1857 dans le comté de Lambton, en Ontario, où suite à la découverte de brut, on produisait du kérosène dans de petites raffineries d'écrémage. On a par la suite construit des raffineries un peu partout au Canada; jusqu'en 1947, lors de la découverte de brut à Leduc, elles étaient cependant alimentées grâce à du

brut importé. Après cette découverte et d'autres dans l'Ouest canadien, la situation de l'approvisionnement a évolué et le brut canadien, qui ne représentait en 1947 que 9 p. 100 du brut utilisé par les raffineries canadiennes, a augmenté sa part à 59 p. 100 en 1965 avant de retomber à moins de 50 p. 100 en 1973. Grâce au prolongement du pipeline jusqu'à Montréal et à l'octroi de subventions pour le transport vers les raffineries de l'Atlantique, sa part a grimpé jusqu'à 83 p. 100 en 1984 (voir le tableau 4 à l'annexe G). La déréglementation des prix du brut canadien survenue le 1er juin 1985 pourrait entraîner une nouvelle baisse de ce pourcentage si les raffineries de l'Est devaient préférer le brut importé au brut indigène.

En raison de la nature même des marchés pétroliers au Canada, les raffineurs passent toute une gamme de contrats d'approvisionnement et de distribution. La plupart des raffineurs sont intégrés verticalement à des réseaux de commercialisation, avant tout afin d'assurer la sécurité de l'approvisionnement de ces réseaux et, d'autre part, de garantir la stabilité de la demande pour la raffinerie. De plus, les frais de transport et les économies d'échelle dans le raffinage sont tels que, de concert avec l'étendue du territoire canadien et sa faible population, chaque raffineur-fournisseur qui désire écouler ses produits à l'échelle nationale ne peut vraiment songer à exploiter une raffinerie dans chacune des régions du pays. Par conséquent, un raffineur dispose habituellement de plus de produits que ne peut en écouler son réseau de commercialisation dans les régions où il exploite une raffinerie, et vice versa. Les raffineurs utilisent donc dans une certaine mesure leurs surplus dans une région pour s'approvisionner dans d'autres.

Diverses industries, telles que le ciment, l'acier et le pétrole, où les fournisseurs affichent des caractéristiques économiques semblables mais diffèrent quant à l'intégration verticale et à la stabilité géographique de la demande, réagissent à la dispersion géographique des marchés chacune à sa façon, et chaque type de réaction peut avoir des répercussions concurrentielles différentes. Par exemple, les accords d'approvisionnement entre raffineurs qui ont cours dans l'industrie du pétrole permettent d'éviter les monopoles locaux et régionaux, le système des points de parité avec prix à la livraison communs et le transport inutile de produits. Nous traitons de ces ententes et de leurs effets dans la section 4 du présent chapitre.

Les raffineurs canadiens ont emprunté une variété de voies d'implantation et d'expansion. Certains ont commencé par importer du brut pour ensuite opérer une intégration en aval, dans la commercialisation, afin de s'assurer une certaine demande captive. L'un d'entre eux, à la raffinerie Come-By-Chance à Terre-Neuve, s'est implanté sans avoir de débouchés et, pour cette raison et d'autres, la raffinerie n'a jamais été exploitée à pleine capacité. D'autres ont vu le jour en tant que fournisseurs avant d'intégrer des

installations de raffinage en amont, grâce à la construction ou à des acquisitions, afin de garantir l'approvisionnement de leur réseau commercial en expansion. Certains gros fournisseurs ont su s'assurer des approvisionnements sûrs en conjuguant des ententes de traitement et des contrats d'approvisionnement à court et à long terme avec les raffineurs, tout en choisissant en toute connaissance de cause de ne pas se lancer eux-mêmes dans le raffinage.

Les frais de transport aller-retour à partir des centres de raffinage tendent à favoriser la création de marchés régionaux et les accords d'approvisionnement entre raffineurs attestent cette segmentation géographique. Une mise en garde s'impose: la répartition des données nationales en volets régionaux reflète la manière dont les organismes déclarants gouvernementaux présentent l'information. Les régions ne correspondent à aucune définition rigoureuse des marchés commerciaux; une telle équivalence obligerait à tracer des frontières floues ou d'une précision irréaliste autour d'un groupe de producteurs faisant affaires avec un groupe commun d'acheteurs dans une région donnée. Les données régionales publiées peuvent parfois se rapporter en gros à des marchés, mais il reste qu'on expédie dans une certaine mesure des produits raffinés entre l'Ontario, le Québec et les provinces de l'Atlantique de même qu'entre l'Alberta et la Colombie-Britannique. Le Trans-Northern Pipe Line achemine les produits entre l'Ontario et le Québec et le Trans Mountain Pipe Line fait de même entre Edmonton et Kamloops. De plus, les économies de transport peuvent parfois provenir d'échanges de produits entre les régions identifiées. La modification des possibilités de transport et la diversité des coûts influent aussi sur les frontières des marchés. Par exemple, Texaco a fermé sa raffinerie de Montréal en 1983 en vue d'approvisionner le Québec à partir de ses raffineries de Halifax et de Nanticoke. On peut maintenant, à plus juste titre que par le passé, considérer que le Canada se compose de deux régions aux fins du raffinage: l'Ouest et l'Est.

Le fait que la gamme de produits et les frontières des marchés soient rarement, sinon jamais, bien définies n'infirme pas l'étude des marchés; il ne faut toutefois pas perdre de vue le caractère arbitraire et artificiel de la segmentation géographique, particulièrement lorsqu'on analyse les données sur la concentration, de crainte que le recours aux chiffres ne crée une impression indue de précision.

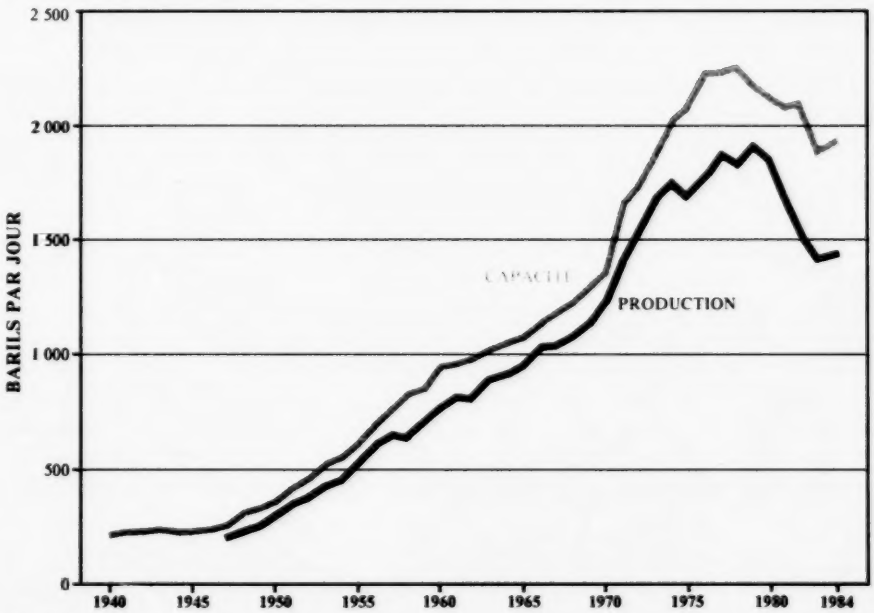
Le tableau 1 présente les raffineries en exploitation au Canada à la fin de 1985. Onze entreprises exploitent 25 raffineries d'essence d'une capacité totale de 1,8 million de b/j. Les raffineries sont situées dans sept provinces et dans les Territoires du Nord-Ouest. Aucune société n'a de raffinerie dans l'ensemble des cinq régions figurant au tableau 1. Impériale, Shell et Petro-

Canada sont représentées dans quatre des cinq régions, Texaco dans deux et les autres sept sociétés dans une seule région. Par conséquent, si un raffineur souhaite vendre ses produits dans les cinq régions, il doit soit transporter ses propres produits vers la région dans laquelle il n'exploite aucune raffinerie ou les y acheter à des fins de revente.

La configuration actuelle de l'industrie du raffinage est le résultat de l'implantation et du retrait d'entreprises, d'expansions, de fusions et de fermetures de raffineries. La situation est en perpétuelle évolution et les investisseurs s'adaptent à la croissance ou au fléchissement de la demande globale, à l'évolution de la demande de produits particuliers, aux fluctuations géographiques de la demande, aux modifications de la composition des bruts et des réseaux de pipelines de produits, à la mise au point des techniques de raffinage, à l'évolution de la réglementation environnementale, aux fluctuations des sources d'approvisionnement et à la flambée des prix des charges d'alimentation depuis 1973.

La figure 2 présente sous forme de graphique l'évolution de la capacité de raffinage au Canada. Depuis ses modestes débuts en Ontario à la fin des

FIGURE X-2.
La capacité de raffinage et de production au Canada de 1940 à 1984



Source: Annexe G, tableaux 4 et 5.

années 1860, le total de la capacité du Canada est passé de 34 000 b/j en 1919 à 115 000 b/j en 1930 avant de dépasser les 200 000 b/j au début de la Seconde Guerre mondiale. On atteignait les 500 000 b/j au début des années 1950, le million en 1963 et les deux millions en 1974. En 1978, la capacité culminait à près de 2 250 000 b/j. En 1984, les fermetures de raffineries avaient occasionné une baisse de la capacité supérieure à l'augmentation provoquée par les nouveaux investissements; on en était donc revenu à une capacité équivalente à celle de 1974, soit environ deux millions de barils par jour. La figure X-2 présente la surcapacité à l'échelle nationale sous forme d'écart entre la production et la capacité.

Le nombre de raffineries en exploitation, qui a fluctué, depuis la Seconde Guerre mondiale, de 44 (sommet atteint en 1960) à 25 (creux atteint en 1985) constitue une autre mesure du changement (voir le tableau 5 à l'annexe G). Au cours des années 1950, on a assisté à une forte augmentation du nombre et de la capacité des raffineries; depuis 1982, par contre, leur nombre a baissé sensiblement. L'augmentation était allée de pair avec une augmentation de l'utilisation de la capacité tandis que la baisse est survenue à la suite d'une chute de l'utilisation de la capacité provoquée par le fléchissement de la demande (voir le tableau 4 à l'annexe G).

Depuis 1950, l'industrie a dû rajuster sensiblement sa capacité. Chaque rajustement exige de longs délais de planification et de construction. La mise en veilleuse ou le démantèlement d'une raffinerie coûte cher, sans compter qu'il faut s'assurer de pouvoir s'approvisionner ailleurs dans la région où la raffinerie est située. L'abandon du raffinage dans une région n'équivaut pas habituellement à un retrait du marché: les produits nécessaires doivent donc être obtenus auprès d'autres fournisseurs indigènes ou étrangers.

Dans l'ensemble du Canada, l'utilisation de la capacité est passée d'un sommet de 91 p. 100 en 1970 à un creux de 72 p. 100 en 1982 (voir le tableau 4 à l'annexe G). Jusqu'en 1974, l'utilisation s'est généralement maintenue au-delà des 85 p. 100; ce pourcentage est passé à 81 pour la période 1975-1984 et 77 pour la période 1981-1984. Une surcapacité de raffinage est non seulement très dispendieuse, compte tenu des importants frais fixes, mais elle exerce aussi une pression à la baisse sur les prix. Des pressions s'exercent donc toujours en faveur d'une rationalisation encore plus poussée de l'industrie, comportant une réduction du nombre de raffineries en exploitation; on pourrait donc assister à d'autres fermetures.

Le recours aux statistiques tend à dépersonnaliser l'évolution d'une industrie où les principaux raffineurs et leurs marques sont connus de tous, que ce soit à l'échelle nationale ou régionale. Depuis 1954, jusqu'à 24 entreprises ont exploité des raffineries au cours d'une même année; il n'y en a

plus que 11, soit le chiffre le plus bas depuis cette date. Bien qu'Impériale, Gulf, Shell et Texaco aient longtemps joué un rôle de premier plan sur la scène du raffinage au Canada, on a pu assister à beaucoup d'implantations et de retraits d'entreprises ainsi qu'à des changements de leur rang sur les marchés tant régionaux que nationaux. Après s'être introduit dans l'industrie en 1979, Petro-Canada était devenu, dès 1986, le deuxième plus grand raffineur.

On a aussi assisté à une fluctuation de la répartition de la capacité de raffinage par région. Jusqu'aux années 1960, lors de la mise en oeuvre de la Politique pétrolière nationale qui devait réserver les marchés de l'Ontario au brut de l'Ouest canadien, on a assisté à une croissance soutenue de la capacité de raffinage à Montréal et dans les environs. Les récentes fermetures de raffineries à Montréal ont réduit de moitié environ la part du Québec de la capacité nationale tandis que cette part augmentait dans les provinces de l'Atlantique, en Ontario et dans les Prairies. En 1984, la capacité de raffinage se répartissait comme suit: 19 p. 100 dans la région de l'Atlantique, 20 p. 100 au Québec, 28 p. 100 en Ontario, 24 p. 100 dans les Prairies et 9 p. 100 en Colombie-Britannique (voir le tableau 5 à l'annexe G). La fermeture de la raffinerie de Gulf à Montréal à la fin de 1985 (environ 4 p. 100 de la capacité nationale en exploitation) a rétréci encore davantage la part du Québec de la capacité nationale de raffinage.

La production des raffineries canadiennes, exprimée en pourcentage de la consommation apparente de produits raffinés au Canada, et mesurée par la somme de la production et des importations moins l'exportation des produits raffinés, a fluctué de 82 p. 100 à près de 100 p. 100 de 1950 à 1973. Depuis 1973, le pourcentage a dépassé légèrement 100. Voilà qui indique que la production et la capacité canadiennes répondent, depuis 10 ans, plus que suffisamment à la demande; elles ont permis au Canada de devenir un exportateur net de produits raffinés. En 1984, les exportations de produits représentaient 10 p. 100 de la consommation canadienne apparente et les importations de produits 7 p. 100 (voir le tableau 6 à l'annexe G). Depuis 1979, les importations ont affiché une augmentation à la fois réelle et relative à la consommation canadienne apparente; en 1984, cette augmentation a atteint les 62 p. 100.

Cette évolution est survenue alors que chutait la part des produits pétroliers d'un marché de l'énergie en compression. La consommation des énergies de toutes sortes a augmenté d'environ trois fois et demie au Canada entre 1950 et 1980, avant de chuter de 2 p. 100 de 1980 à 1983. Si l'on fait le même calcul pour la consommation de pétrole au Canada, on obtient une augmentation de 500 p. 100 et une diminution de 22 p. 100. De 1950 à 1965, la part du pétrole de la consommation d'énergie au Canada est passée de

29 p. 100 à 48 p. 100; en 1984, elle était retombée à 33 p. 100 (voir le tableau 7 à l'annexe G).

Toute analyse de la structure du secteur canadien du raffinage doit aussi tenir compte de l'effet des mesures gouvernementales, y compris les prises de participation de l'État dans ce secteur. Le gouvernement s'y intéresse pour une foule de raisons, y compris la sécurité des approvisionnements, l'expansion régionale, la protection de l'environnement et l'ampleur des investissements exigés par les raffineries et les pipelines. La croissance de Petro-Canada, la participation du gouvernement ontarien à Suncor et la possession partielle de Petrosar par le gouvernement fédéral sont les principaux exemples de participation directe de l'État. Durant les trois dernières décennies, on trouve aussi d'autres exemples d'importantes mesures gouvernementales: la Politique pétrolière nationale, l'aide financière aux entreprises de valorisation et aux pipelines, les subventions au transport du brut, la Politique d'approvisionnement de l'Alberta Petroleum Marketing Commission dans le passé, les garanties du gouvernement de Terre-Neuve à Ultramar lors de la construction de la raffinerie de Holyrood, les restrictions sur la teneur de plomb dans l'essence et la réglementation locale des émissions de soufre.

(b) La concentration[1]

Pour les raisons mentionnées à la section 1 du présent chapitre, les parts du marché des plus grandes entreprises constituent souvent un utile indicateur général de la concurrence et de la rigueur qu'exigera l'identification des restrictions ou des éventuels problèmes. Pour obtenir ces parts du marché, il faut mesurer la taille des entreprises, définir les produits et déterminer les frontières du marché. Les données relatives à la concentration sont plus utiles lorsqu'on dispose de séries chronologiques et lorsqu'on les compare à d'autres renseignements structuraux tels que l'évolution du rang et de la taille relative des entreprises, ainsi que des implantations et des retraits. La capacité de raffinage sert ici à mesurer la taille des entreprises et tient lieu de chiffres sur la production.

Comme l'indique le tableau 2, la concentration a diminué de 1950 à 1984 à l'échelle du pays, si l'on en juge par les parts des quatre plus grandes entreprises et des quatre *Majors* de longue date (Impériale, Gulf, Shell et Texaco). À l'échelon régional, la concentration des quatre plus grandes

1. Les données présentées dans cette section sont tirées de Énergie, Mines et Ressources Canada, *Le traitement du pétrole au Canada*, numéros de janvier 1961, janvier 1971 et décembre 1981 pour 1960, 1970 et 1981 et des dossiers d'Énergie, Mines et Ressources pour 1984.

entreprises est demeurée élevée (entre 75 p. 100 et 100 p. 100 en 1984) tandis que la part des quatre *Majors* de longue date fléchissait pour s'établir à entre 30 p. 100 et 68 p. 100 dans toutes les régions sauf les Prairies en 1984. Cette forte concentration (des quatre plus grandes entreprises) à l'échelon régional découle du renouvellement des entreprises au rythme de leurs changements d'identité, soit par suite des implantations sur le marché ou des retraits, ou à mesure que diverses entreprises atteignaient les quatre premiers rangs. Une forte concentration s'accompagnant d'un faible renouvellement des entreprises et du maintien du rang de chacune d'entre elles sur le marché laisse entendre que les pressions concurrentielles sont faibles. Par contre, une forte concentration doublée d'un fort roulement chez les principales entreprises et de changements dans leur rang permet de croire, en l'absence d'autres explications, que les entreprises réagissent à l'évolution des forces du marché de manière plus concurrentielle. Les marchés régionaux ont connu un renouvellement et des changements de rang des principales entreprises, bien que certaines des raffineries de l'Est canadien aient été établies dans le but de concurrencer sur les marchés d'exportation.

Tableau X-2

Concentration de la capacité de raffinage du pétrole au Canada et par région, 1950 à 1984

	Parts de l'industrie	
	Les 4 plus grandes entreprises	Les 4 Majors[a]
Canada		
1950	87,2	87,2
1960	67,4	67,4
1970	77,8	75,0
1980	62,3	61,2
1984	67,1	60,0
Atlantique		
1960	100,0[d]	50,3[b]
1970	100,0	57,1[c]
1980	100,0	28,8[c]
1984	100,0[d]	30,5[c]
Québec		
1960	81,8	81,8
1970	73,3	71,3
1980	66,8	57,6
1984	100,0	50,1[c]

Tableau X-2—Fin

	Parts de l'industrie	
	Les 4 plus gandes entreprises	Les 4 Majors[a]
Ontario		
1960	76,8	67,2[d]
1970	81,8	81,8
1980	71,0	71,0
1984	74,7	67,9
Prairies		
1960	75,4	73,4
1970	86,9	86,3
1980	90,1	86,8
1984	88,9	79,6[d]
C.-B./T.N.-O.		
1960	90,3	72,4[d]
1970	85,7	71,7[d]
1980	85,2	64,9[d]
1984	84,6	63,5[d]

Notes: a. Impériale, Shell, Gulf, Texaco. On a attribué à Gulf la pleine capacité de la raffinerie de Port Moody, dans laquelle Petro-Canada détenait une participation de 49 p. 100 en 1984.
b. Une entreprise seulement.
c. Deux entreprises seulement.
d. Trois entreprises seulement.

Sur le plan de la production (mesurée en fonction de la capacité) la part des principales entreprises peut différer de leur part du marché, en partie parce que les raffineurs achètent des produits l'un de l'autre et en partie parce que les raffineries ne fonctionnent pas toujours à pleine capacité. Selon des renseignements obtenus de l'Agence de surveillance du secteur pétrolier fédérale, les quatre *Majors* et Petro-Canada sont intervenus en 1984 pour 77 p. 100 des quantités totales de produits pétroliers raffinés vendus au Canada. Ce chiffre serait légèrement plus élevé si l'on excluait la production pétrochimique de Petrosar.

Le tableau 8 à l'annexe G présente le rang des principales entreprises exploitant des raffineries au Canada. Depuis 1950, Impériale se classe première à l'échelle nationale. En règle générale, Gulf a occupé le deuxième rang et, depuis 1960, Shell se classe habituellement troisième. La place de

Texaco a fluctué davantage: cette société est tombée au cinquième rang en 1970 et au septième en 1984, en partie à cause de la présence de nouveaux venus tels que BP, Irving et Ultramar, et de la fermeture des raffineries de Texaco à Montréal et à Strathcona en 1983.

On a observé beaucoup plus de changements dans le rang des sociétés à l'échelle régionale, particulièrement dans les provinces de l'Atlantique, au Québec et en Ontario où les nouveaux venus, les rachats, la construction de nouvelles raffineries et la fermeture de certaines autres ont alimenté les changements. Par exemple, Impériale n'a conservé son premier rang de 1960 à 1984 que dans les Prairies et en Ontario. En 1984, Impériale occupait la première place dans trois régions, était deuxième dans une autre et ne figurait pas à titre de producteur au Québec.

Jusqu'à l'achat des avoirs de Gulf par Petro-Canada en 1985, on avait pu observer une stabilité considérable dans la position des principales entreprises à l'échelle nationale. On remarquait toutefois une stabilité moindre à l'échelon régional; or, ce niveau est davantage pertinent pour l'examen des pressions concurrentielles. Par ailleurs, l'existence d'accords d'approvisionnement entre raffineurs complique l'interprétation des données puisqu'une entreprise qui ne dispose d'aucune raffinerie dans une région donnée peut, par l'entremise d'un tel accord, jouir d'un accès indirect permanent à une certaine capacité.

La concentration dans le secteur du raffinage a connu une baisse à l'échelle nationale. Les parts régionales des quatre plus grandes entreprises ont toujours indiqué une forte concentration qui s'échelonnait, en 1984, de 75 p. 100 en Ontario à 100 p. 100 au Québec et dans la région de l'Atlantique. On a par ailleurs observé une certaine évolution du rang des quatre *Majors* et de nouvelles entreprises se sont classées parmi les premières dans certaines régions, notamment Ultramar, BP et Petrofina (et maintenant Petro-Canada) au Québec, et Suncor et Petro-Canada en Ontario. Depuis 1960, tous ces changements ont éliminé la moitié des entreprises (qui sont passées de 24 à 11) et le tiers des raffineries (qui sont passées de 44 à 25); en outre, la capacité de raffinage a chuté d'environ 16 p. 100 depuis 1979[2].

---

2. D'après les normes américaines énoncées dans les lignes directrices de 1984 sur les fusions, un indice Herfindahl-Hirschman de la concentration du marché au-delà de 1800 atteste un marché «fortement» concentré. En 1985, les valeurs de l'indice Herfindahl-Hirschman dans les cinq marchés régionaux du raffinage au Canada dépassaient toutes 1800 c'est-à-dire pour la région de l'Atlantique, 5536; pour le Québec, 3394; pour l'Ontario 2111; pour les Prairies 2685; et pour la Colombie-Britannique/Territoires du Nord-Ouest, 2417.

(c) Les implantations et les retraits

Afin de bien comprendre dans quelle mesure le secteur du raffinage a évolué sous la pression des changements technologiques, de la disponibilité des charges d'alimentation et des caractéristiques changeantes de la demande sous l'influence des marchés, il importe de jeter un coup d'oeil sur le dossier des implantations et des retraits dans ce secteur. Il ne s'agit pas tout simplement de dénombrer les raffineries qui ont ouvert ou fermé leurs portes, ou de compter les entreprises qui entrent dans le secteur ou le quittent par voie d'acquisition, de nouvelles constructions ou de fermetures puisque l'industrie peut réagir en investissant dans des raffineries existantes en vue d'améliorer ou de remplacer du matériel. En outre, le moment et l'endroit où les changements s'effectuent, de même que l'ampleur des investissements et la nature de la capacité ajoutée ou éliminée sont pertinents. On ferait de toute évidence fausse route en s'arrêtant aux fermetures de raffineries, par exemple, sans tenir compte des nouveaux investissements et des autres dimensions du processus d'adaptation.

Au cours des années 1870, le Canada comptait environ 100 «raffineries» de pétrole, situées pour la plupart en Ontario; près de la moitié de ces dernières se trouvaient dans la région de London. Il s'agissait avant tout d'unités de distillation en fonte pour la production de kérosène, d'huiles de graissage et de cires qui étaient vendus au Canada et sur les marchés d'exportation. Vers la fin du XIX^{e} siècle (époque à laquelle Impériale voyait le jour par suite du regroupement de 16 raffineurs), on a assisté à une certaine consolidation qui a donné lieu à une expansion considérable à mesure que la demande d'essence augmentait. En 1905, le Canada comptait moins de 600 automobiles; 10 ans plus tard, en 1915, on en dénombrait plus de 60 000. De 1915 à la Seconde Guerre mondiale, plusieurs nouvelles raffineries sont entrées en service dont certaines, qui ont depuis connu plusieurs modifications et expansions, sont toujours en exploitation.

Il arrive souvent que la rénovation d'une raffinerie existante exige plus de travaux et coûte plus cher que la raffinerie originale. La raffinerie de la Consumers' Co-operative à Regina, par exemple, a vu le jour en 1935; il s'agissait alors d'une raffinerie d'écrémage d'une capacité de 500 b/j construite au coût de 32 000 $. La raffinerie d'Irving, à Saint-Jean, qui avait une capacité de 41 500 b/j lors de son ouverture en 1960 a vu sa capacité augmenter à 110 000 b/j à la fin des années 1960 et à 250 000 b/j au milieu des années 1970.

L'augmentation du perfectionnement technologique et du coût des raffineries témoigne de la variété de produits pétroliers aux caractéristiques toujours plus précises qu'exige notre société de plus en plus mécanisée. La

hausse des frais fixes, tels que ceux qu'occasionne le matériel perfectionné de conversion et de valorisation, ont aussi accru les économies d'échelle que peuvent réaliser les grandes raffineries.

L'ampleur de l'investissement dans une raffinerie tient énormément à sa nature et à la conjoncture. Prenons, par exemple, les raffineries de Point Tupper (Gulf) et de Saint-Romuald (Ultramar), construites en 1970 au coût d'environ 90 millions de dollars chacune. Ni l'une ni l'autre de ces raffineries ne possédait de matériel de conversion perfectionné. Ultramar a ajouté ce matériel à la raffinerie de Saint-Romuald au début des années 1980 au coût d'environ 300 millions de dollars. Texaco a construit Nanticoke en 1978 au coût d'un demi milliard de dollars et a récemment consacré 80 millions de dollars à des améliorations. S'il fallait remplacer aujourd'hui Nanticoke, ainsi que la raffinerie d'Impériale à Edmonton, il en coûterait environ un milliard de dollars. Shell a récemment construit Scotford (affectée en partie à la fabrication de produits pétrochimiques) au coût de 1,3 milliard de dollars et a investi près de 50 millions de dollars dans l'expansion et l'amélioration de la raffinerie Shellburn. De 1982 à 1984, Suncor a consacré 335 millions de dollars à l'amélioration de sa raffinerie de Sarnia, ouverte en 1953; ces améliorations font suite à d'importantes expansions survenues au cours des années 1960 et 1970 qui avaient permis d'augmenter la capacité de la raffinerie de 15 000 b/j à 90 000 b/j. Ces dernières améliorations visaient à permettre l'utilisation plus efficace des charges d'alimentation dans la production d'essence et de produits légers. On pourrait poursuivre l'énumération mais on aura compris qu'une variété d'entreprises ont effectué fréquemment, et effectuent toujours, des investissements dans le raffinage dont chacun s'élève à des dizaines ou des centaines de millions de dollars.

Un instantané de l'industrie réalisé en 1950 aurait fait apparaître 19 entreprises et 32 raffineries; la même photo réalisée en 1984 n'aurait présenté que 12 entreprises et 26 raffineries (tableau 3). Il ne faut pas se laisser

Tableau X-3

Tableau récapitulatif des raffineurs de pétrole au Canada, 1950 et 1984*

Entreprises	Nombre de raffineries en exploitation
1950	
Anglo-Canadian Oils Ltd.	1
British American Oils Co. Ltd.	4

Tableau X-3—Fin

Entreprises	Nombre de raffineries en exploitation
Canadian Oil Companies Ltd.	1
Excelsior Refineries Ltd.	1
Gas and Oil Refineries Ltd.	1
Hi-Way Refineries Ltd.	2
Husky Oil & Refining Ltd.	2
Cie Pétrolière Impériale	8
McColl-Frontenac Oil Co. Ltd.	1
Moose Jaw Refineries Ltd.	1
New Brunswick Oilfields Ltd.	1
Northern Petroleum Corporation Ltd.	1
North Star Oil Ltd.	1
Radio Oil Refineries Ltd.	1
Saskatchewan Federated Cooperatives	1
Shell Oil Company of Canada Ltd.	2
Standard Oil Company of B.C. Ltd.	1
Trinidad Leaseholds (Canada) Ltd.	1
Wainwright Refineries Ltd.	1
TOTAL 19	32
1984	
Chevron Canada Limited	1
Federated Co-operatives Limited	1
Gulf Canada Limited	4
Husky Oil Operations Ltd.	1
Cie Pétrolière Impériale Limitée	5
Irving Oil Limited	1
Petro-Canada	3
Shell Canada Limited	5
Suncor Inc.	1
Texaco Canada Inc.	2
Ultramar Canada Inc.	1
Turbo Resources Limited	1
TOTAL 12	26

*Note: Il n'est pas fait mention de la raffinerie pétrochimique de Petrosar bien qu'elle produise de petites quantités d'essence et de mazout. Pour les mêmes raisons, on ne fait pas mention des raffineries d'asphalte de Gulf et de Husky. De plus, les chiffres de 1984 ne tiennent pas compte de la fermeture de la raffinerie de Gulf à Montréal à la fin de 1985 ou de la vente des autres raffineries de Gulf à Petro-Canada en 1985.

Source: Énergie, Mines et Ressources, *Les raffineries de pétrole au Canada*, juillet 1950 et dossiers du ministère.

induire en erreur du fait qu'on ne retrouve en 1984 que bien peu des noms apparaissant en 1950: certaines entreprises ont adopté de nouvelles raisons sociales (par exemple, British American Oil est devenue Gulf, McColl-Frontenac est devenue Texaco, Canadian Oil Companies Ltd. et North Star sont devenues Shell, Standard Oil of B.C. est devenue Chevron et Saskatchewan Federated Cooperatives est devenue Federated Co-operatives Ltd.). Il reste qu'on comptait en 1984 de toutes nouvelles entreprises, notamment Suncor (qui s'est lancée dans le raffinage en 1953), Irving Oil (1960), Ultramar (1961), et Turbo (1982). Petro-Canada s'est implantée dans le raffinage grâce à l'acquisition, à compter de 1979, de raffineries existantes. Ces cinq dernières entreprises se sont toutes lancées dans le raffinage fortes d'un solide réseau de commercialisation. Tel n'était cependant pas le cas de Pacific Petroleums (achetée par Petro-Canada en 1979), dont il est question dans la section 4 ci-dessous.

On peut résumer comme suit les principales caractéristiques de l'implantation dans le secteur canadien du raffinage et du retrait de ce secteur au cours des 35 dernières années (voir aussi le tableau 4):

(i) L'implantation

(1) La construction de nouvelles raffineries a été effectuée à la fois par des entreprises existantes et par des nouveaux venus dans l'industrie. De 1950 à 1984, 29 nouvelles raffineries ont été construites, 16 par des nouveaux venus et 13 par des raffineurs déjà implantés. Plus de la moitié des nouvelles raffineries ont été construites au cours des années 1950, mais plus de 50 p. 100 de la nouvelle capacité a vu le jour au cours des années 1970 en raison de la plus grande taille moyenne des raffineries les plus récentes. Les quatre *Majors* ont construit cinq des 13 nouvelles raffineries, ou 47 p. 100 de la nouvelle capacité, depuis 1960.

(2) Neuf des 16 raffineries construites au cours des années 1950 sont situées dans les Prairies et trois en Colombie-Britannique. On a ajouté 13 raffineries depuis 1950, dont 9 en Ontario, au Québec et dans la région de l'Atlantique. Les cinq plus grandes nouvelles raffineries construites depuis 1950 l'ont toutes été au cours des années 1970 — Gulf (Edmonton et Point Tupper, Nouvelle-Écosse), Ultramar (Saint-Romuald, Québec), Newfoundland Refining (Come-By-Chance, Terre-Neuve) et Texaco (Nanticoke, Ontario). Deux de ces cinq raffineries sont maintenant fermées (Point Tupper et Come-By-Chance) en raison de marchés, d'exportation et autres, insuffisants, tandis que la raffinerie de Saint-Romuald a modifié sa gamme de produits en faveur des mazouts légers, conformément à l'évolution de la demande.

(3) Vingt nouvelles entreprises sont entrées sur la scène du raffinage de 1950 à 1984; 16 d'entre elles ont construit de nouvelles raffineries et

Tableau X-4

Implantations et retraits dans le raffinage, et acquisitions de raffineries par décennie, 1950 à1984

	(1)	(2)	(3)	(4)	(5)	(6)	(7)	(8)	(9)	(10)	(11)	(12)
		NOUVELLES RAFFINERIES		NOUVELLES IMPLANTATIONS					Retraits FERMETURES DE RAFFINERIES			ACQUISITIONS DE RAFFINERIES
				Nouvelles constructions			Acquisition					
Année	Nos	Capacité initiale b/j	Taille moyenne	Nos	Capacité initiale b/j	Taille moyenne	Nos	Capacité lors de l'acquisition	Nos	Capacité lors de la fermeture b/j	Taille moyenne	Nos
1950-59	16	114 400	7 150	10	67 500	6 750	3	9 500	7	10 000	1 429	7
1960-69	7	130 500	18 642	4	82 500	20 625	—	—	8	22 260	2 783	10
1970-79	4	365 000	91 250	1	90 000	90 000	1	14 300	8	233 450	29 181	2
1980-84	2	80 000	40 000	1	30 000	30 000	—	—	10	380 340	38 034	3
TOTAL	29	689 900	23 790	16	270 000	16 875	4	23 800	33	646 050	19 577	22

Sources: Colonnes 1 et 2: Pièce M-451, p. IV-10 et la raffinerie de Shell à Scotford.
Colonnes 4, 5, 7 et 8: Pièce M-451, p. IV-13.
Colonnes 9 et 10: 1950-1979, Pièce M-451, p. IV-12; 1980-1984 Canadian Petroleum Association, *Statistical Handbook*, section VIII, tableau 5.
Colonne 12: Pièce R-17, IV-3, pp. 1 à 8 ainsi que les documents sur l'acquisition par Petro-Canada de British Petroleum.

quatre ont acheté des raffineries existantes. Un bon nombre de ces raffineries étaient très petites et destinées à desservir de petits marchés locaux.

(4) Le nombre de nouveaux venus a chuté au cours de chaque décennie: il est passé de 13 au cours des années 1950 à un de 1980 à 1985. De 1950 à 1970, la taille moyenne des nouvelles raffineries construites par les nouveaux venus s'est accrue sensiblement.

(5) En 1984, 11 des 16 raffineries construites par les nouveaux venus depuis 1950 étaient fermées et seulement quatre de ces 16 entreprises exploitent toujours des raffineries — Irving, Ultramar, Suncor et Turbo Resources.

(6) Depuis 1954, 22 raffineries ont été rachetées, y compris les quatre rachetées par des nouveaux venus. Dix-sept des acquisitions sont survenues au cours des années 1950 et 1960; ces dernières années, Petro-Canada a été le principal acheteur de raffineries — la raffinerie de Taylor, en Colombie-Britannique, propriété de Pacific Petroleums (1979), une raffinerie de Montréal, propriété de Petrofina (1981), les raffineries d'Oakville et de Ville d'Anjou, propriété de BP (1982), 49 p. 100 de la raffinerie de Gulf à Port Moody, en Colombie-Britannique (1982) et toutes les raffineries de Gulf qui sont en opération sauf celle de Montréal (1985). Elle a aussi acheté une raffinerie mise en veilleuse à Come-By-Chance en 1980.

(7) Selon les rapports d'Énergie, Mines et Ressources, on a dénombré 26 expansions de 5 000 b/j ou plus au cours des années 1950, 19 au cours des années 1960 et 31 au cours des années 1970. Certaines de ces expansions ont entraîné des investissements d'envergure tandis que d'autres visaient surtout à débloquer les «goulets d'étranglement».

(ii) Les retraits

(1) De 1950 à 1984, le nombre de nouvelles raffineries (29) a été plus que compensé par le nombre de fermetures (33); 18 de ces 33 fermetures sont survenues depuis 1970. Trente-six p. 100 du total de la capacité perdue l'a été au cours des années 1970, et 59 p. 100 depuis 1980.

(2) Treize des 15 fermetures opérées de 1950 à 1970 ont eu lieu dans l'Ouest canadien et visaient, pour la plupart, de très petites raffineries. Depuis 1980, sept des 11 fermetures sont survenues dans l'Est. Les premières présentaient le remplacement d'anciennes raffineries par des plus grosses tandis que les dernières visaient l'abolition de la surcapacité occasionnée par un fléchissement de la demande. Les 10 raffineries suivantes ont fermé depuis 1982, ce qui représente un total de 375 000 b/j ou environ 19 p. 100 de la capacité de raffinage total du Canada en 1982.

1983	Texaco	Montréal
	Petro-Canada (BP)	Montréal
	Gulf	Calgary
	Gulf	Kamloops
	Impériale	Montréal
	Shell	Saint-Boniface
	Shell	Oakville
	Ultramar	Holyrood
1984	Texaco	Edmonton
1985	Gulf	Montréal

De plus, la raffinerie de Gulf à Clarkson, en Ontario, a cessé la production d'essence en 1984; on a alors commencé à livrer des produits semi-finis vers Montréal où a lieu la finition.

(3) Chacune des 15 raffineries fermées au cours des années 1950 et 1960 avait une capacité inférieure à 5 000 b/j. La taille moyenne des raffineries a augmenté, particulièrement au cours des années 1980.

(4) Les nouveaux venus de même que les entreprises existantes ont fermé des raffineries. Comme nous l'avons déjà mentionné, 11 des raffineries construites par les nouveaux venus avaient été fermées en 1984. Treize des 18 raffineries fermées de 1970 à 1984 l'ont été par les *Majors*. En 1984, les mesures prises par les *Majors* étaient responsables de 78 p. 100 du total de la capacité abolie depuis 1950.

Lorsqu'une raffinerie ferme, elle est soit démantelée ou «mise en veilleuse», entièrement ou partiellement, dépendant des possibilités d'utiliser, par exemple, ses réservoirs comme terminaux ou des chances de la remettre en service à l'avenir. La décision de mettre une raffinerie en veilleuse temporairement peut aussi s'appuyer sur des raisons relevant des relations publiques. Malgré le soin apporté à une mise en veilleuse, qui coûte cher à effectuer et à maintenir, le matériel se détériore graduellement. Les raffineries de Come-By-Chance et de Point Tupper appartiennent à cette catégorie depuis 1976 et 1980 respectivement. Ces deux raffineries, de même qu'une proportion importante de la capacité de la raffinerie d'Ultramar à Saint-Romuald et de celle d'Irving à Saint-Jean, visaient avant tout à fournir des produits de mazout lourd au Nord-Est des États-Unis. Dès la fin des années 1970, ces marchés avaient, en grande partie, disparu.

L'histoire de l'implantation dans le secteur canadien du raffinage de l'essence semble indiquer qu'afin de survivre, il faille à toutes fins utiles jouir d'une certaine intégration verticale en aval. La volonté de minimiser les risques en disposant d'un nombre de points de vente captifs a engendré un degré élevé d'intégration verticale par le biais d'une participation au capital et grâce à de nombreux contrats d'approvisionnement à long terme entre les

raffineurs et les grands groupes de vente au détail. Le marché étant ainsi accaparé, tout nouveau venu qui espère s'implanter sur ce marché doit, en fait, pouvoir compter sur des points de vente captifs pour espérer réussir son implantation. La raffinerie de Come-By-Chance a dû fermer en partie par manque de débouchés pour son essence et Pacific Petroleums a dû s'affairer à construire ou à acheter suffisamment de débouchés captifs pour subvenir aux besoins de sa raffinerie de Taylor après sa construction. Un témoin représentant l'industrie du raffinage a déclaré à la Commission qu'une raffinerie devait, par simple mesure de prudence, avoir un marché de détail captif suffisant pour écouler au moins 50 p. 100 de la production de la raffinerie. On aborde ailleurs dans ce rapport les implications de l'intégration verticale; il suffit de mentionner ici que bien que l'intégration verticale puisse entraver l'implantation dans le secteur du raffinage, et que cette entrave s'est accentuée avec la croissance de la taille moyenne des raffineries, elle n'a pas suffi à empêcher les nouveaux venus de s'implanter à un rythme raisonnable dans le secteur du raffinage. Une des voies possibles, empruntée récemment par Turbo, est la concentration en amont par les grands fournisseurs[3]. Les raffineurs existants jouissent aussi du savoir-faire et des ressources pour croître grâce à l'acquisiton ou à d'autres procédés, si l'occasion se présente.

Comme nous l'avons indiqué ci-dessus, le secteur du raffinage a connu beaucoup d'implantations et de retraits au cours de la période à l'étude. Bon nombre des nouveaux venus ont depuis quitté à la faveur de ventes ou de fermetures. Les implantations ont été particulièrement nombreuses au cours des années 1950 et 1960, lorsqu'il était possible de concurrencer sur un marché en expansion avec des raffineries de petite envergure. Au cours des années 1970, l'expansion des frontières des marchés provoquée par l'extension des pipelines de produits et l'évolution des caractéristiques des produits, dont la fabrication exigeait du matériel de raffinage de plus en plus perfectionné et dispendieux, ont obligé les nouveaux venus à faire leur entrée avec des raffineries de plus grande envergure; les petites raffineries ont commencé à fermer. Malgré le nombre réduit d'entreprises, la capacité de l'ensemble du système s'est considérablement accrue.

L'histoire ne peut servir de guide que dans la mesure où les conditions sous-jacentes de l'industrie sont demeurées les mêmes. Or, le ralentissement de sa croissance à la fin des années 1970 et la baisse importante dans les ventes après 1980 constituent les principaux changements qu'a connus l'industrie. Jusqu'au milieu des années 1970, la croissance des ventes de

---

3. Durant les dernières années de 1960 et les premières années de 1970, au moins deux autres grands fournisseurs, soit Mohawk et Murphy/Spur, ont étudié en profondeur la question de la construction d'une raffinerie au Canada. Éventuellement, les deux organismes ont décidé de ne pas construire de raffineries.

produits pétroliers dépassait de loin celle de l'économie. Le renversement de la situation qui s'est opéré au cours des dernières années semble vouloir se maintenir. Il est certes plus facile, en période de croissance rapide, de surmonter les difficultés que présente le besoin d'augmenter sensiblement la capacité aux échelons du raffinage et de la vente au détail. À ce moment, les entreprises existantes peuvent avoir à céder une part de leur marché aux nouveaux venus sans toutefois nécessairement voir baisser leur chiffre d'affaires; au contraire, elles connaissent même parfois une croissance significative. On peut mentionner à cet égard le cas d'Ultramar, dont la croissance s'est fortement appuyée sur l'acquisition de points de vente au détail. Ces dernières années, l'évolution de la demande de produits a obligé Ultramar à valoriser la gamme de produits fabriqués à sa raffinerie de Saint-Romuald et à chercher à accroître ses ventes d'essence; elle a donc eu à faire face à des pressions du même ordre que celles que pourrait exercer (et subir) un nouveau venu. Les plus récentes acquisitions d'importance par Ultramar ont été les points de vente de Gulf au Québec et dans les provinces de l'Atlantique.

On ne peut considérer isolément les implantations ou les retraits, ou encore les nouveaux investissements ou les fermetures. Tous ces éléments font partie d'un processus global de rationalisation d'une industrie qui s'adapte aux remous des divers courants économiques dont il a été question ailleurs. La valorisation, l'augmentation ou la diminution de la capacité et les réaménagements géographiques qui surviennent sans cesse au Canada échappent à l'emprise ou à l'orientation de quelques sociétés.

(d) L'utilisation de la capacité

Les frais d'exploitation par unité de production diminuent au rythme de l'augmentation de la taille de l'usine et de l'utilisation croissante de la capacité d'une raffinerie donnée. Les raffineurs ont invoqué ces économies pour justifier la conclusion d'accords d'approvisionnement avec leurs concurrents.

Les données sur l'utilisation de la capacité des raffineries sont fonction des coûts unitaires, qui sont maintenus à leur plus bas niveau en opérant à pleine capacité ou presque, compte tenu des approvisionnements qui pourraient éventuellement être accessibles aux fournisseurs non intégrés lorsque les raffineries ne fonctionnent pas à pleine capacité et des pressions qu'une surcapacité exerce sur les prix.

De 1971 à 1984, on a observé de nettes différences régionales dans la capacité d'utilisation: en moyenne, elle a été la plus élevée en Colombie-Britannique et dans les Territoires du Nord-Ouest, élevée dans les Prairies, au

Tableau X-5

Capacité de raffinage de pétrole au Canada, Utilisation par région, 1971 à 1984 (en pourcentages)[a]

Année	Atlantique	Québec	Ontario[b]	Prairies	C.-B./T.-N.-O.	Canada
1971	67,9	80,4	97,3	77,8	100,8	84,4
1972	83,6	89,3	91,1	78,9	100,8	90,9
1973	71,3	92,4	99,5	91,3	108,0	90,6
1974	85,3	82,8	86,7	97,5	100,0	86,9
1975	75,5	79,1	82,8	89,2	93,6	81,5
1976	48,1	85,0	82,8	86,9	91,2	79,3
1977	51,6	86,3	79,9	89,0	90,6	83,8
1978	62,9	85,0	72,2	86,7	89,4	81,0
1979	63,9	75,0	80,6	88,7	89,6	87,3
1980	74,9	80,9	89,2	100,3	98,0	87,8
1981	60,9	80,4	81,7	95,5	95,8	81,4
1982	39,3	78,4	70,7	73,1	89,1	72,0
1983	40,3	89,6	80,7	74,8	84,3	76,7
1984	41,0	82,2	85,5	74,6	89,5	76,3
Moyenne annuelle 1971-1984	61,9	83,3	84,3	86,0	94,3	82,9

Notes:

a. Mesuré en charges d'alimentation effectivement traitées, en pourcentage de la capacité totale.

b. Les chiffres de l'Ontario ont été rajustés pour exclure Petrosar, une raffinerie pétrochimique.

Source: Pour les régions, Statistique Canada, *Produits pétroliers raffinés*, nº 45-004 au catalogue; Énergie, Mines et Ressources, *Traitement du pétrole au Canada*, décembre 1981. Pour le Canada, Canadian Petroleum Association, *Statistical Handbook*, section VIII, tableau VI, juin 1985. Les données relatives au Canada et aux régions ne sont pas parfaitement comparables puisqu'elles proviennent de diverses sources. Les données relatives au Canada excluent Petrosar.

Québec et en Ontario, et souvent très faible dans les provinces de l'Atlantique. Ces données témoignent des répercussions de la récession de 1981 et attesteraient une utilisation de la capacité encore plus faible si l'on n'avait pas procédé à des fermetures de raffineries en 1983, particulièrement au Québec. La faible utilisation de la capacité (inférieure à 50 p. 100) dans les

provinces de l'Atlantique découle en partie de la configuration de la raffinerie Irving où l'on peut fermer une ou deux unités de distillation tout en continuant à en exploiter une troisième.

Dans l'ensemble, les données révèlent qu'à l'échelle nationale, les raffineries ont fonctionné à plus de 85 p. 100 de leur capacité pendant 17 des années écoulées depuis 1950 (voir le tableau 4 à l'annexe G). Au cours de la dernière décennie, le taux d'utilisation a chuté par suite de l'adaptation de l'économie à une hausse des prix du brut et des produits, ainsi qu'à une grave récession. L'adaptation s'est faite avant tout par le biais de fermetures de raffineries, bien qu'on continue à observer de faibles niveaux d'utilisation de capacité dans certaines régions du pays. L'éventail d'accords d'approvisionnement entre raffineurs, y compris les échanges, constitue une autre façon de faciliter l'adaptation sous forme d'ouverture, de fermeture, d'expansion et de compression des raffineries; sans ces ententes, l'adaptation serait plus ardue. En tant que mécanismes d'adaptation, ils favorisent une utilisation plus efficace des ressources.

Tout au long de la période visée par le tableau 5, chacune des régions du Canada, ou presque, disposait chaque année d'une surcapacité de raffinage pour répondre à une augmentation de la demande. Exception faite des pannes exceptionnelles et des incendies survenus en 1979, des difficultés à court terme encourues afin de satisfaire la demande pour de l'essence sans plomb, et sous réserve de la négociation de prix mutuellement acceptables, ce n'est pas en raison d'une incapacité d'approvisionner que certains fournisseurs non intégrés auraient pu manquer de produits mais plutôt en raison d'un refus des raffineurs d'approvisionner les indépendants (comme le déclare explicitement Irving) ou de traiter du brut afin de répondre aux besoins des revendeurs. Au cours des dernières dix années, les raffineries ont fonctionné avec une surcapacité imposante malgré les fermetures, les compressions et le recours aux accords d'approvisionnement; il s'agit là d'un certain gaspillage des ressources. Évidemment, il faut toujours prévoir une certaine surcapacité puisqu'il ne serait ni possible ni souhaitable de toujours fonctionner à pleine capacité sans pouvoir répondre à une hausse de la demande ou à une interruption non planifiée de la production.

(e) Les profits

La Commission a aussi examiné le taux de profits dans le secteur du raffinage. Lorsqu'une industrie jouit d'un niveau de profits soutenu ou d'un rendement sur les investissements qui est plus élevé que celui de d'autres industries à éléments de risque analogues, il se peut que l'entrée par d'autres entreprises dans cette industrie soit entravée. Ces entraves devraient être

étudiées. Comme nous l'expliquons brièvement ci-dessous, les données, bien qu'elles ne soient pas entièrement satisfaisantes, ne permettent pas de conclure à l'existence de problèmes en matière de concurrence dans ce secteur.

Les problèmes que pose une analyse de profits sont nombreux et bien documentés. Ils comprennent notamment l'interprétation des conventions comptables dans le traitement des provisions pour épuisement et des dépenses d'amortissement, la conversion de profits comptables en profits économiques, et la comparaison avec d'autres normes afin d'identifier les éventuelles entraves déraisonnables qui empêcheraient les autres d'obtenir des profits du même ordre dans l'industrie. Les problèmes d'interprétation se compliquent du fait que certaines entreprises qui jouissent d'une puissance commerciale peuvent délibérément réduire leurs profits pour fin de comptabilité afin de ne pas attirer l'attention ou de décourager les nouveaux venus. On a aussi prétendu au cours de cette enquête qu'on transférait parfois à l'étranger les profits des filiales canadiennes des producteurs de brut en facturant des prix de cession élevés pour le brut importé. Dans certains cas, certains revenus de l'étranger sont retournés au Canada sous forme de dividendes, ce qui complique davantage la situation.

Toute tentative de mesurer la rentabilité du raffinage se heurte à deux problèmes statistiques fondamentaux. En premier lieu, presque tous les raffineurs sont intégrés verticalement à des réseaux de commercialisation; ils ne distinguent pas eux-mêmes les deux secteurs d'un point de vue financier, ce qui faciliterait une évaluation individuelle. En second lieu, les chiffres publiés par les raffineurs portent sur l'ensemble de la société; or, presque toutes s'adonnent à d'importantes activités autres que le raffinage. Cela vaut, par exemple, pour les chiffres publiés dans *Statistique financière des sociétés* (Statistique Canada, n° 61-207 au catalogue) tirés des données recueillies en fonction des personnes légales pour l'industrie pétrolière (CAÉ 365). Les chiffres sur les profits de Petrosar, consignés dans cette publication, ajoutent à la confusion puisque Petrosar fabrique avant tout des produits pétrochimiques. Les données présentées dans *Statistique financière des sociétés* constituent néanmoins la meilleure approximation possible de la rentabilité du secteur du raffinage fondée sur les statistiques publiées.

Le tableau 6 présente le rendement de l'avoir des actionnaires de même que le total du capital engagé pour chacune des trois périodes de cinq ans de 1968 à 1982, pour les raffineries de pétrole (CAÉ 365), pour l'ensemble des industries de fabrication et pour le rendement des obligations de trois à cinq ans du gouvernement du Canada.

Si on le compare à l'investissement sans risque dans les obligations du gouvernement du Canada, le rendement de l'avoir des actionnaires et du

Tableau X-6

Rendement de l'avoir des actionnaires et du capital engagé pour les raffineries de pétrole (CAÉ 365), l'ensemble des industries manufacturières et le rendement moyen des obligations du gouvernement, 1968 à 1982

	(1)	(2)	(3)	(4)	(5)	(6)	(7)	(8)	(9)
	Rendement de l'avoir des actionnaires*		Rendement du capital engagé**		Rendement moyen des obligations du gouvernement a échéance de 3 à 5 ans	(1)-(5)	(3)-(5)	(1)-(2)	(3)-(4)
Moyenne annuelle	CAÉ 365	Ensemble ind. fab.	CAÉ 365	Ensemble ind. fab.		(5)	(5)	(2)	(4)
	%		%		%	%	%	%	%
1968-1972	8,7	7,8	8,2	8,2	6,7	29,9	22,4	11,5	0
1973-1977	13,4	11,4	11,4	11,4	7,8	71,8	46,2	17,5	0
1978-1982	9,3	10,8	10,2	12,0	12,2	−23,8	−16,4	−13,9	−15,0
1968-1982	10,5	10,0	9,9	10,5	8,9	18,0	11,2	5,0	−5,7

Notes: * Le rendement de l'avoir des actionnaires est défini comme le profit net après impôt divisé par la valeur aux livres. Il mesure le taux de rendement de l'investissement des actionnaires (versé en capital et en bénéfices non répartis).

** Le capital engagé est défini comme l'actif total moins le passif à court terme. Les chiffres sur les revenus nets utilisés pour calculer le taux de rendement du capital engagé ont été rajustés en ajoutant les dépenses d'intérêt sur les emprunts, après impôt, au bénéfice net, après impôt.

Source: Statistique Canada, *Statistique financière des sociétés* (nº 61-207 au catalogue) diverses années, et *Revue de la Banque du Canada*, diverses années.

capital engagé dans l'industrie pétrolière a augmenté de 1968-1972 à 1973-1977; la situation s'est alors renversée et, en 1978-1982, on pouvait obtenir un rendement plus élevé des obligations du gouvernement que de ses investissements dans l'industrie pétrolière. Pour l'ensemble de la période 1968-1982, on a relevé un taux de rendement de l'avoir des actionnaires de 18 p. 100 plus élevé dans l'industrie pétrolière que pour les obligations (colonne 6).

Si on le compare au rendement de l'ensemble des industries de fabrication, le rendement de l'avoir des actionnaires pour l'ensemble de la période a été d'environ 5 p. 100 supérieur tandis que le rendement du capital engagé était inférieur d'environ 6 p. 100 dans l'industrie pétrolière. De 1968 à 1977, le rendement du capital engagé a été remarquablement semblable dans le secteur du pétrole et dans l'ensemble des industries de fabrication, tandis qu'après 1977, le rendement de l'avoir des propriétaires et du capital engagé a été plus faible dans le secteur du pétrole (colonnes 8 et 9).

4. Les accords d'approvisionnement entre raffineurs

(a) Le contexte et la nature des ententes

Les raffineurs canadiens sont verticalement intégrés et exploitent de vastes réseaux de vente en gros et au détail[4]. Tout comme le raffinage comporte un processus en flux continu, les installations de commercialisation doivent elles aussi pouvoir compter sur un approvisionnement continu de produits. Les investissements exigés par chacune des étapes de la production, du transport et du stockage ainsi que les frais de gestion des stocks sont tels que les taux d'utilisation ou le chiffre d'affaires à chacune des étapes a d'importantes implications financières qui incitent aussi à préserver un équilibre raisonnable entre tous les éléments du système dans l'ensemble des domaines où la société exerce ses activités.

L'ordonnancement et la coordination détaillés qu'exige un tel système d'approvisionnement de produits doivent avoir lieu longtemps à l'avance, surtout s'il faut effectuer de nouveaux investissements en un certain point du

4. Cette observation ne s'applique pas à Petrosar qui produit de l'essence en quantités limitées uniquement comme produit dérivé de sa production pétrochimique. En plus, Federated Co-operatives n'est pas intégrée verticalement au sens propre puisqu'elle est la propriété de plusieurs coopératives de détail qui achètent d'elle des produits pétroliers dans la mesure où elles sont amenées à le faire par la possibilité de recevoir des bénifices financiers due à leur adhésion.

processus afin de permettre l'intégration ou de tirer parti d'un changement technologique, ou afin de s'adapter à l'évolution de la demande, qui évolue selon les saisons et avec le temps. Il faut sans cesse mettre à jour les prévisions de capacité et les besoins d'investissements à chacune des étapes du système pour tenir compte de la transformation des conditions générales du marché ou des initiatives des concurrents. Il faut évaluer continuellement les options stratégiques et en établir le coût à la lumière des prévisions et des changements. De plus, il peut arriver que des interruptions ou des délais imprévus dans un maillon de la chaîne, comme par exemple un incendie dans une raffinerie ou un problème de pipeline, de livraison ou de contamination affectent une partie ou l'ensemble des autres maillons; il faut donc être en mesure de s'adapter, parfois à très brève échéance ou pour répondre à des situations d'urgence.

La nature des investissements dans le raffinage, qui est le pivot de ce processus, est telle qu'on augmente la capacité de production en tranches beaucoup plus grandes que ce n'est le cas lorsque les investissements dans le stockage et la commercialisation permettent d'augmenter la capacité de distribution. Par conséquent, on décidera habituellement d'investir dans le raffinage lorsque la situation oblige à acheter des produits d'autres raffineurs; par la suite, il faudra trouver de nouveaux débouchés aux produits. Les raffineurs éprouvent donc un besoin permanent mais changeant de pouvoir compter sur une variété d'accords d'approvisionnement avec les autres raffineurs afin de réduire le coût global de l'approvisionnement en produits au sein de leur propre réseau.

Les principales décisions d'investissement prises par Gulf dans le secteur du raffinage, de la fin des années 1960 au début des années 1980, illustrent l'adaptation aux profils d'approvisionnement qui doit s'effectuer de temps à autre. Au cours de toutes les périodes pertinentes, Gulf jouissait d'un vaste réseau de commercialisation partout au Canada. Lorsqu'elle a acheté Anglo-Canadian en 1950, elle a obtenu la petite raffinerie de cette société à Brandon, au Manitoba. En achetant Royalite en 1962, elle a du même coup obtenu ses petites raffineries à Kamloops et à Saskatoon. La modification du réseau de pipelines de brut et de produits raffinés dans l'Ouest a incité Gulf à consolider sa production pour la région des Prairies dans une raffinerie plus grande et plus efficace qui a ouvert ses portes à Edmonton en 1971 (environ 10 ans après le début de la planification). Ce faisant, elle a aussi fermé ses raffineries de Saskatoon et de Brandon, et converti ses raffineries de Moose Jaw et de Calgary en usines d'asphalte. De 1979 à 1984, Gulf a accru la production de sa raffinerie d'Edmonton de 80 000 b/j à 118 000 b/j, en plus de fermer ses raffineries de Kamloops et de Calgary et de vendre 49 p. 100 des actions de sa raffinerie sous-utilisée de Port Moody à Petro-Canada. Dans l'Est canadien, Gulf a jugé au début des années 1970 qu'elle pouvait

tirer des bénéfices de la vente de fuel résiduel au Nord-Est des États-Unis; elle a par conséquent construit une raffinerie à Point Tupper, en Nouvelle-Écosse, dont la rentabilité reposait sur le marché américain de mazout lourd, bien qu'elle produisait aussi de l'essence et disposait d'installations de stockage général. A la fin des années 1970, Gulf a cependant constaté qu'elle ne pouvait concurrencer le mazout en provenance des Antilles ou d'ailleurs et, à la fin de 1979, elle a perdu ses approvisionnements de brut iranien qui constituaient les principales charges d'alimentation à Point Tupper. En 1980, Gulf a choisi de fermer la raffinerie de Point Tupper plutôt que de la rénover dans le but de répondre à la demande d'un marché canadien déjà bien approvisionné et plutôt que de chercher à trouver de nouveaux approvisionnements ou de se faire une nouvelle clientèle. En 1983, Gulf a aussi réduit la capacité de ses raffineries de Montréal et de Clarkson.

Chacune des grandes décisions d'investissement dans le raffinage mentionnées ci-dessus constitue un important jugement stratégique posé dans un contexte de marché en évolution et visant à maintenir la situation concurrentielle à long terme de Gulf. Chaque décision a obligé Gulf à modifier ses accords d'approvisionnement, parfois grâce à des contrats avec d'autres raffineurs, lorsque cette solution s'avérait la plus rentable. Par exemple, lorsqu'elle a fermé sa raffinerie de Point Tupper, elle avait encore une obligation contractuelle d'approvisionner pendant deux ou trois ans en mazout la Nova Scotia Power; elle s'est acquittée de cette obligation en recourant en partie aux stocks de Point Tupper, en partie à sa raffinerie de Montréal, en partie aux importations et en partie en passant un contrat de traitement à court terme avec Irving.

Afin d'améliorer l'utilisation de la capacité de production disponible ou d'assurer un approvisionnement suffisant à ses points de vente, chaque raffineur conclut de temps à autre des accords d'approvisionnement de produits en vrac avec d'autres raffineurs. Les principales ententes d'approvisionnement conclues entre les raffineurs sont relativement simples. Les raffineurs échangent des produits, achètent et vendent entre eux des produits, traitent à l'occasion du brut dans une de leurs raffineries à l'intention d'un raffineur qui ne dispose pas d'une capacité de raffinage propice, et entreposent des produits pour leurs concurrents. Les raffineurs ne sont nécessairement parties qu'à un seul type de ces accords, soit les ententes relatives au traitement. Bien que des non-raffineurs soient parfois partie aux autres types d'accords, il reste que les fortes quantités de produits qui circulent en vrac en vertu de ces accords sont acheminées entre raffineurs ou, dans une moindre mesure, entre un raffineur et un non-raffineur. Cela tient d'une part au fait que les raffineurs sont la première source de produits au pays et, d'autre part, à leurs investissements plus élevés que ceux des non-raffineurs dans les installations de stockage, de chargement et de transport

qu'exige le mouvement de produits en vrac à partir de nombreux emplacements. Ils peuvent aussi compter sur de vastes réseaux de commercialisation.

On trouve ci-dessous une description plus détaillée de chacun des quatre types d'ententes. Il importe cependant de comprendre qu'aucun de ces contrats n'a de forme type. Ils sont négociés individuellement et comportent souvent une foule de détails complexes.

(i) Les échanges

En vertu d'un accord d'échange, une partie fournit des produits à l'autre, à un ou des endroits et moments précis, et reçoit en retour des produits à des endroits et moments précis. Ces obligations de livraison et de réception sont réciproques parce qu'interdépendantes; l'acceptation et l'exécution de l'une est fonction de l'acceptation et de l'exécution de l'autre. L'approvisionnement interdépendant ou réciproque comporte habituellement des produits semblables, en quantités à peu près semblables, bien que cette situation puisse varier en fonction de la diversité des besoins et des possibilités d'approvisionnement des parties aux endroits et aux moments pertinents.

En règle générale, dans le cas des échanges de produits, le produit livré par une partie est payé, pour une bonne part sinon entièrement, en nature; l'autre partie livre un produit équivalent en retour. On assiste souvent à des échanges de petites sommes d'argent qui compensent des écarts significatifs dans le prix des charges d'alimentation, dans le coût ou dans les modalités de livraison à divers endroits, ou dans les quantités échangées. C'est ainsi que les coûts de production n'interviennent que rarement dans les négociations et chaque partie reçoit en fait le produit de l'autre à ses propres coûts de production. Cette situation prévaut bien que les coûts de production varient habituellement, dans une certaine mesure, d'une raffinerie à l'autre en fonction des charges d'alimentation et des autres intrants, de la nature des immobilisations, de la taille de la raffinerie et du niveau d'utilisation de la capacité à ce moment.

Compte tenu de la mesure dans laquelle les volumes correspondent, un accord d'échange peut donc comporter plus ou moins d'achats ou de ventes de produits ordinaires, ou même des achats et des ventes réciproques. Plus les volumes s'harmonisent, plus l'industrie tend à parler «d'échanges» plutôt que d'«achat-vente» bien que ces deux mécanismes comportent un approvisionnement réciproque et qu'on ait davantage tendance, depuis le début des années 1970, à établir la valeur en dollars du produit. Pareillement, la mesure dans laquelle les produits sont échangés plutôt qu'achetés ou vendus, de même que la formulation de l'accord, relèvent davantage de la forme que du fond. La Federated Co-operatives Limited, par exemple, jouit d'avantages fiscaux si

ces ententes d'approvisionnement réciproque (ou «échanges») avec d'autres fournisseurs en vrac se présentent sous la forme d'échanges de produits plutôt que d'achats-ventes; elle privilégie donc ce type d'accords. Il se peut aussi que l'entente globale soit répartie entre plusieurs contrats pour diverses raisons commerciales.

Les échanges peuvent aussi prendre la forme d'accords de traitement réciproque (décrits ci-dessous) comportant des approvisionnements à peu près équilibrés.

Les raffineurs ou les autres grands fournisseurs en gros concluent habituellement un certain nombre d'accords à court terme d'échange d'urgence, à tacite reconduction, en vertu desquels chaque partie s'engage à faire tout son possible pour approvisionner l'autre en cas d'urgence. Ce type d'accords ne contient aucune disposition sur les quantités échangées. En fait, ces accords ne donnent lieu à des échanges de produits que lorsqu'une situation d'urgence empêche une entreprise de s'approvisionner normalement. A la différence des autres types d'accords d'échange, les échanges d'urgence se font habituellement entre raffineurs opérant sur un même marché géographique.

(ii) L'achat

De temps à autre, il arrive que les raffineurs achètent les produits l'un de l'autre et les paient comme tout autre acheteur, sans conditions d'approvisionnement réciproque, bien que dans le cas des raffineurs ces ententes unilatérales sont en règle générale de courte durée et visent des quantités relativement petites destinées à corriger un déséquilibre temporaire entre les stocks et les livraisons promises. Comme nous le décrivons ci-dessous, les raffineurs cherchent habituellement à corriger un déséquilibre plus important ou permanent par le truchement d'un accord d'approvisionnement réciproque qui augmente le taux d'utilisation d'une de leurs raffineries quelque part au pays tout en garantissant une meilleure sécurité des prix et des approvisionnements.

(iii) Le traitement

En vertu d'un accord de traitement, un raffineur raffine ou «traite» le brut ou une autre charge d'alimentation d'une autre partie en retour d'un prix négocié par baril et livre les produits raffinés à cette autre partie. Les quantités en cause sont habituellement considérables.

Les détails de tels accords varient sensiblement, comme dans le cas de tout accord d'une telle complexité. Comme l'expliquait un des témoins représentant le secteur du raffinage:

Les accords de traitement définissent habituellement la durée, le délai de préavis, les quantités, les types de bruts, l'acheteur et le fournisseur de brut, le rendement en produits de chaque brut, les caractéristiques du produit, les modalités à observer advenant des écarts mineurs par rapport à la qualité de brut précisée, le profil des livraisons, les soutirages et les variations permises, les inventaires de brut et de produits de même que les minimums et les maximums permis, et les modalités relatives aux déviations, aux procédures d'enlèvement, à l'équilibrage des rendements, aux dispositions d'enlèvement, au stockage des quantités au delà des minimums et ainsi de suite.

C'est parfois le client qui se charge d'obtenir la charge d'alimentation. Parfois, c'est le raffineur qui s'en charge; il se fait alors rembourser ses frais séparément. En règle générale, la charge d'alimentation est mélangée aux autres charges de la raffinerie. Il est effectivement rare que le client prenne livraison du «plein baril» de produits raffinés; les termes de l'entente sont fonction de la gamme de produits et des quantités qu'il reçoit. Habituellement, les produits livrés ou cueillis proviennent du stock ordinaire de la raffinerie; la livraison peut aussi se faire à un ou plusieurs autres endroits conformément à un calendrier convenu entre les parties.

Les accords de traitement revêtent souvent un caractère réciproque, auquel cas les deux parties sont évidemment des raffineurs. Lorsqu'il ne s'agit pas de traitement réciproque, les parties peuvent quand même préférer conclure un accord de traitement plutôt qu'un simple achat si le client a accès à la charge d'alimentation ou au transport, à des conditions auxquelles n'a pas accès le raffineur, pour quelque raison que ce soit. De plus, il peut arriver qu'un client préfère acheter du brut ou se voir classé comme «raffineur» dans une province en particulier pour des raisons qui relèvent de la politique du gouvernement provincial.

(iv) Le stockage

En vertu d'une entente de stockage, une entreprise qui dispose d'installations de stockage et de manutention accepte de recevoir un produit, de l'entreposer et de le retourner à la même entreprise conformément à un calendrier convenu entre les parties et en retour d'un prix négocié. Bien que les raffineurs aient tendance à classer les accords de stockage dans la catégorie des accords d'approvisionnement de produits, de telles ententes s'apparentent davantage à des services d'entreposage perfectionnés. Malgré le mélange des produits, il n'y a aucun échange de titres de propriété; ce type d'accords diffère donc aussi à cet égard d'un accord de traitement typique.

Les installations de stockage en vrac sont un élément essentiel du réseau de distribution de produits pétroliers, que le produit soit raffiné au Canada ou importé. Toute raffinerie dispose de certains réservoirs de stockage et le

produit arrive habituellement par pipeline, bateau ou train à de grands terminaux de stockage «primaires». De là, il est acheminé par train ou par camion à des terminaux plus petits ou «secondaires». Impériale, par exemple, possédait et exploitait en 1981 cinq grandes raffineries, 62 terminaux pour transport en vrac et 735 terminaux secondaires de par le Canada. Certains clients situés à proximité prennent livraison du produit aux installations de stockage mêmes; d'autres clients en prennent livraison par l'entremise de véhicules qui transfèrent le produit dans de petites installations privées telles que les réservoirs souterrains des stations-service ou les réservoirs agricoles ou industriels.

L'investissement dans les terminaux comprennent le terrain, les permis, les réservoirs, les installations de chargement et de déchargement, la maintenance et ainsi de suite; il est aussi fonction du besoin de séparer les types de produits et des variations saisonnières de la demande de divers produits. Le chiffre d'affaires ou le débit influent sensiblement sur le coût et, par conséquent, le partage des installations de stockage profite souvent à la fois au propriétaire et aux autres raffineurs et distributeurs. La plupart des ententes de stockage se rapportent aux terminaux primaires, plus grands et plus dispendieux.

On voit donc que la réciprocité peut intervenir à la fois dans les accords d'approvisionnement, de traitement ou de stockage.

(v) Quelques exemples

Le nombre, la nature et la durée des ententes d'approvisonnement entre raffineurs varient d'un raffineur à l'autre. On peut illustrer cette variation à l'aide des ententes conclues par Impériale (un des plus gros raffineurs), Texaco (un des petits *Majors* intégrés) et la Federated Co-operatives Limited de Regina (un des plus petits raffineurs). Les parties jugent habituellement que les détails des ententes en vigueur constituent des questions commerciales délicates et donc à caractère confidentiel.

La *Cie Pétrolière Impériale* a traditionnellement adopté une stratégie d'autosuffisance en matière de produits raffinés de sorte que, d'une façon ou d'une autre, entre autres grâce aux échanges, elle peut approvisionner ses points de vente partout au pays à l'aide de ses propres produits, raffinés ici-même. Impériale juge cependant nécessaire, afin de minimiser ses frais globaux d'approvisionnement en produits et afin d'utiliser la capacité de ses installations, de conclure une variété d'accords d'approvisionnement en produits tant avec les raffineurs qu'avec d'autres fournisseurs. Elle a, à un moment ou l'autre, passé tous les types de contrats d'approvisionnement, compte tenu de la fluctuation de ses besoins. Les tableaux 7 et 8 présentent

Tableau X-7

Résumé des quantités reçues en vertu des contrats d'approvisionnement intérieur d'Impériale

	Durée inférieure à un an				Durée d'une année ou plus				Total des accords			
	Nombre de sociétés	Nombre d'accords	Estimatif	Volume	Nombre de sociétés	Nombre d'accords	Estimatif	Volume	Nombre de sociétés	Nombre d'accords	Estimatif	Volume
			1 000B	%			1 000B	%			1 000B	%
1979												
Non-raffineurs	12	43	1 903	19	3	3	1 654	12	13	46	3 557	15
Raffineurs	12	114	8 186	81	9	20	12 360	88	12	134	20 546	85
Total	24	157	10 089	100	12	23	14 014	100	25	180	24 103	100
% des totaux		87%	42%			13%	58%					
1980												
Non-raffineurs	8	19	1 211	19	3	3	1 724	12	11	22	2 935	14
Raffineurs	11	75	5 261	81	9	20	12 115	88	12	95	17 376	86
Total	19	94	6 472	100	12	23	13 839	100	23	117	20 311	100
% des totaux		80%	32%			20%	68%					
1981												
Non-raffineurs	10	21	1 695	25	3	3	1 742	12	12	24	3 437	16
Raffineurs	11	76	5 114	75	10	27	13 133	88	12	103	18 247	84
Total	21	97	6 809	100	13	30	14 875	100	24	127	21 684	100
% des totaux		76%	31%			24%	69%					
Moyenne de 3 ans												
Non-raffineurs	10	28	1 603	21	3	3	1 707	12	12	31	3 310	15
Raffineurs	12	88	6 187	79	9	23	12 536	88	12	111	18 723	85
Total	22	116	7 790	100	12	26	14 243	100	24	142	22 033	100
% des totaux		82%	35%			18%	65%					

Source: Preuve déposée par la société Impériale.

Tableau X-8

Les accords d'approvisionnement d'Impériale: Essence automobile plus distillats, quantités reçues en vertu des contrats et nombre d'accords*

	Quantités reçues (1000 barils)			Nombre d'accords		
	Non-Raffineurs	Raffineurs	Total	Non-Raffineurs	Raffineurs	Total
1974						
Reçues en vertu de						
Échanges	497	1 076	1 573	1	3	4
Achats-ventes	—	8 466	8 466	—	6	6
Traitement	—	—	—	—	—	—
Achats	82	1 006	1 088	1	1	2
Total	579	10 548	11 127	2	10	12
1981						
Reçues en vertu de						
Échanges	1 503	5 007	6 510	1	12	13
Ventes-achats	—	6 831	6 831	—	8	8
Traitement	—	—	—	—	—	—
Achats	201	—	201	1	—	1
Total	1 704	11 838	13 542	2	20	22

* Accords d'une durée d'une année ou plus.

Source: Preuve déposée par Impériale.

un aperçu de ses ententes d'approvisionnement de 1979 à 1981 et de plus amples détails sur les accords relatifs à l'essence et aux distillats conclus de 1974 à 1981.

Comme le révèlent les tableaux, Impériale avait une moyenne de 142 accords d'approvisionnement distincts en vigueur dans chacune des années 1979 à 1981. La plupart des ententes (environ 80 p. 100) avaient une durée de moins d'une année (bien qu'un bon nombre d'entre elles pouvaient contenir des dispositions de tacite reconduction ou être renouvelées par d'autres moyens d'année en année). Somme toute, ces accords à court terme ne représentaient qu'environ le tiers du total des quantités échangées par

Impériale. Impériale avait des ententes d'approvisionnement d'une force ou l'autre avec chacun des autres raffineurs canadiens et avec un nombre à peu près égal de non-raffineurs; toutefois, sur le plan de la quantité, environ 80 p. 100 de ses transactions se faisaient avec des raffineurs. Selon les preuves déposées par Impériale, la plupart des ententes à court terme visent à la protéger des perturbations prévues ou imprévues des réseaux de raffinage ou de livraison. C'est peut-être ce qui explique le grand nombre d'accords à court terme conclus en 1979, année marquée par de nombreuses pannes de raffineries et interruptions d'approvisionnement dans l'Est canadien. Quant aux ententes à plus long terme, d'une durée supérieure à une année, Impériale a déclaré:

> Les ententes à plus long terme portent généralement sur une période d'une à trois années et sont souvent renégociées à leur échéance. Des ententes de ce type permettent souvent à une société de desservir un marché où ses installations sont insuffisantes ou inexistantes, ou bien sur lequel il est possible de réduire à long terme les frais d'approvisionnement.

Dans l'ensemble, 16 p. 100 des livraisons totales d'Impériale aux grossistes ou aux détaillants en 1981 (année échantillon étudiée plus minutieusement que certaines autres) se composaient de produits reçus d'autres sociétés, bien qu'elle ait aussi livré un volume comparable d'essence et de distillats (environ 20 millions de barils) à d'autres sociétés au cours de cette année. De ce chiffre, près de la moitié représentait des quantités livrées en vertu d'accords d'échange à long terme (d'une à trois années) avec d'autres raffineurs.

En juin 1983, *Texaco Canada* était partie à 17 accords d'échanges. Treize d'entre elles prévoyaient l'échange de produits tandis que les quatre autres étaient formulées en termes d'achats-ventes. Onze accords avaient une durée d'une année, deux avaient une durée de deux ans, trois avaient une durée de trois ans et les autres avaient une durée de quatre ans. Ces ententes représentaient environ 19 p. 100 des quantités totales livrées par Texaco et trois d'entre elles visaient à elles seules 68 p. 100 du total des quantités échangées.

Plus tard en 1983, Texaco et Gulf ont conclu une entente d'approvisionnement beaucoup plus importante, répartie sur sept contrats à long terme et entrant en vigueur le 1er janvier 1984. Ce nouvel accord aux nombreuses ramifications fait l'objet d'un commentaire distinct ci-dessous.

Les *Federated Co-operatives Limited* (FCL) étaient partie à sept accords d'échange de produits en vigueur au moment où ses représentants ont témoigné devant la Commission. Les ententes visaient environ 50 p. 100 du débit total de sa raffinerie Consumers' Cooperative à Regina. Les sept

ententes, qui comportaient chacune la livraison réciproque de produits par les FCL à la raffinerie de Regina, étaient les suivantes:

1. Turbo fournissait de l'essence et des distillats moyens à FCL à Calgary.

2. Mohawk (un non-raffineur) fournissait des produits, achetés d'Impériale, à FCL à Edmonton et à Vancouver.

3. Petro-Canada fournissait des produits à FCL à Taylor et à Dawson, et parfois à Edmonton et à Vancouver.

4 & 5. FCL échangeait des titres de propriété de produits reçus de Husky à Prince George, avec Chevron, et recevait des produits de Chevron à Vancouver.

6. Texaco fournissait des produits à FCL à Edmonton et à Calgary.

7. Shell fournissait des produits à FCL à Vancouver à partir de sa raffinerie de Shellburn. (En vertu de cette entente, FCL avait tout d'abord reçu des produits de Shell, à la raffinerie de cette dernière à Saint-Boniface, mais le prolongement du pipeline de produits de l'Interprovincial jusqu'à Winnipeg a permis à FCL de livrer plus facilement des produits jusqu'à Winnipeg et a contribué à la fermeture de la raffinerie de Shell à Saint-Boniface en 1983; Vancouver est alors devenu le point de réception.)

Les ententes de FCL ont une durée d'une à trois années mais la plupart sont reconduites automatiquement sous réserve d'un avis de résiliation d'une année.

Outre ces ententes, FCL achète de temps à autre des produits. Lorsque ses représentants ont témoigné devant la Commission, FCL n'était partie à aucun accord de traitement, que ce soit en tant que client ou raffineur.

Comme nous l'avons illustré ci-dessus, la proportion de sa production qu'un raffineur choisit d'écouler par des voies autres que les échanges varie considérablement selon les circonstances. Comme l'expliquait un témoin de Petro-Canada, l'expérience vécue par cette société de ses débuts à 1983 en offre un autre exemple:

> En 1981, nous utilisions quelque 50 p. 100 de notre débit de départ dans notre réseau de commercialisation et les autres 50 p. 100 étaient réobtenus, si je puis m'exprimer ainsi, par l'entremise d'accords relatifs aux échanges et aux achats-ventes. En 1982, si nous ajoutons BP à ce qu'était Petro-Canada, nous utilisions quelque 70 p. 100 de notre production et les autres 30 p. 100 étaient obtenus par la voie d'accords relatifs aux échanges et aux achats-ventes. Si nous excluons BP, quelque 45 p. 100 étaient utilisés directement et 55 p. 100 étaient réobtenus en vertu d'ententes relatives aux échanges et aux achats-ventes.

(b) Les raisons d'être de la réciprocité

Si un raffineur souhaite disposer d'un produit pour le vendre sur un marché autre que celui qu'approvisionne une de ses propres raffineries, il doit

soit obtenir le produit ailleurs, le livrer à partir d'une ou plusieurs de ses propres raffineries, ou construire une nouvelle raffinerie. Ses objectifs seront multiples. En premier lieu, il voudra offrir un prix livré intéressant sur le marché, et de préférence un prix sur lequel il peut exercer une certaine maîtrise. En deuxième lieu, il voudra garantir la sécurité de ses approvisionnements puisqu'un réseau de commercialisation peut subir un grave préjudice en cas d'interruption, réelle ou appréhendée, des approvisionnements. En troisième lieu, il pourra vouloir utiliser la demande de son produit sur le marché éloigné pour améliorer l'utilisation de la capacité d'une ou plusieurs de ses raffineries en obtenant le produit de quelqu'un qui est prêt à lui rendre la pareille. Chacun de ces objectifs a d'importantes ramifications financières quant aux coûts de commercialisation et de raffinage, et aussi quant aux options de transport ou aux immobilisations. Ces importantes ramifications ont à leur tour, de concert avec la disponibilité d'un approvisionnement sûr, des implications concurrentielles.

Il est souhaitable que les raffineurs puissent obtenir des produits à l'intention de leurs points de vente situés dans les marchés éloignés des raffineries sans avoir à les transporter, en raison des économies de transport que cela permet. Leur présence sur les marchés éloignés peut accroître la concurrence sur ces marchés. Il s'agit cependant de savoir pourquoi les raffineurs privilégient les ententes de réciprocité plutôt que d'acheter tout simplement le produit comme tout autre revendeur; on doit également se demander quels sont les effets commerciaux de cette préférence. Érige-t-elle des barrières pour les autres ou affaiblit-elle les forces concurrentielles de quelqu'autre façon? Si oui, les préjudices réels ou éventuels l'emportent-ils sur les avantages?

Aucune preuve n'a été déposée faisant état d'échanges ou d'autres types d'approvisionnement réciproque entre fabricants ou fournisseurs appartenant à d'autres branches d'activité; on a encore moins parlé des raisons qui pourraient inciter certaines catégories d'industries, et non d'autres, à recourir à des approvisionnements réciproques. La Commission croit comprendre, cependant, que les échanges sont chose courante, à tout le moins dans les industries du minerai de fer, des produits chimiques inorganiques, du gypse et de l'aluminium, et que les entreprises qui recourent à de telles ententes sont habituellement intégrées verticalement. On peut aussi présumer que la réciprocité fait intervenir des quantités et des qualités comparables de produits.

Le Directeur a soutenu que «la réciprocité sert uniquement à étouffer la concurrence». Nous examinons ci-dessous les motifs de cette affirmation. Le Directeur n'a pas laissé entendre que les raffineurs ne devraient pas être propriétaires de points de vente dans les marchés éloignés de leurs propres

raffineries ou terminaux, ou encore qu'ils devraient défrayer le transport de leurs produits à partir de leurs raffineries ou terminaux vers ces marchés éloignés. Il a cependant soutenu que les marchés fonctionneraient mieux si chacun des raffineurs se contentait d'écouler la production de sa raffinerie et d'acheter tout produit supplémentaire par le biais de contrats indépendants ordinaires comme le ferait tout fournisseur privé de points de vente sur les marchés éloignés, de sorte que sur ces marchés éloignés son service de commercialisation achèterait tout simplement ces produits de fournisseurs locaux, à la façon de tous les autres revendeurs en concurrence sur ces marchés. Cela permettrait entre autres de placer les revendeurs opérant sur chaque marché local dans une situation plus comparable sur le plan des rabais sur les volumes et des coûts, situation qui serait uniquement fonction des facteurs d'offre et de demande sur ces marchés. Cela aiderait à éviter le risque d'accès préférentiel aux produits en période de pénurie.

Les raffineurs ont fait valoir que les accords de réciprocité avaient été conclus de bonne foi et que leurs effets économiques allaient dans le sens de l'intérêt public. On a invoqué plusieurs raisons pour l'existence de tels accords mais la plupart, telles que la réduction des frais de transport, la baisse des coûts unitaires et la concurrence sur les marchés éloignés, s'appliquent aussi aux accords non réciproques. Seules deux raisons se rapportaient directement à la réciprocité, notamment l'amélioration de la sécurité procurée par les ententes et, à l'occasion, de meilleures conditions d'approvisionnement.

La première de ces deux raisons veut que les ententes réciproques ou interdépendantes offrent une sécurité accrue, par rapport à un contrat ordinaire, qui vaut tant pour la demande des produits de la raffinerie que pour l'approvisionnement des points de vente sur les marchés éloignés. Cette sécurité tient à l'aptitude à réagir rapidement et efficacement à une interruption des approvisionnements, opportuniste ou fortuite, occasionnée par l'autre partie sans avoir à attendre le résultat de procédures judiciaires. Chaque partie tient l'autre en otage et la plus grande sécurité facilite la planification à long terme, tant chez le raffineur que dans les vastes réseaux de commercialisation, en permettant de prédire avec plus de certitude les quantités et les prix sur longue période, ce qui, à son tour, entraîne une réduction des coûts.

L'argument de la prise d'otage vaut davantage lorsque le transport constitue une solution de rechange viable à l'accord d'échange. La rentabilité du transport signifie aussi que, pour la raffinerie, l'équilibre entre l'offre et la demande risque d'être semblable sur les marchés visés par le ou les accords. Lorsque l'équilibre de l'offre et de la demande sur les marchés visés est asymétrique, l'argument de captivité mutuelle ne tient plus. Le fournisseur

situé sur le marché qui connaît une forte utilisation de la capacité et des prix de gros relativement élevés pourrait tirer parti d'une résiliation du contrat. Cela dépendrait de l'ampleur de l'écart entre les prix de gros qu'il aurait à payer pour s'approvisionner et ceux qu'il pourrait obtenir en vendant les mêmes quantités[5].

La seconde raison a été énoncée par M. West, de Petro-Canada, qui avait auparavant travaillé chez Impériale: «Il est parfois possible de faire de meilleures affaires grâce à un échange réciproque.» Cela sous-entend entre autres que les acheteurs intégrés de produits peuvent parfois obtenir de meilleures conditions que les acheteurs non intégrés, en liant leur offre à leur demande.

Les raffineurs qui ont témoigné ont affirmé préférer les accords de réciprocité car ceux-ci leur permettaient de mieux atteindre les objectifs susmentionnés, c'est-à-dire le contrôle du coût du produit livré sur les marchés éloignés, la sécurité des approvisionnements sur ces mêmes marchés et le recours à la demande de leurs propres produits pour améliorer l'utilisation de leur capacité de raffinage. Aucun de ces objectifs n'est incompatible avec des marchés concurrentiels.

On peut présumer que les coûts varient quelque peu d'une raffinerie à l'autre; toutefois, le fait que les raffineries ne soient pas du même âge, qu'elles utilisent leur capacité à des niveaux différents et qu'elles disposent d'une variété de choix quant au coût des produits destinés à satisfaire leurs besoins sur les marchés éloignés vient compliquer l'évaluation des coûts. En ce qui a trait à cette dernière considération, par exemple, la construction du pipeline de produits de l'Interprovincial dans les Prairies signifie que Shell n'obtenait qu'un faible avantage concurrentiel du fait d'exploiter la seule raffinerie au Manitoba avant la fermeture de sa raffinerie de Saint-Boniface en 1983, et que Federated Co-op ne profite pas tellement de son monopole du raffinage de l'essence en Saskatchewan. Quoi qu'il en soit, si les coûts et les prix au gros variaient sensiblement d'une raffinerie à l'autre, on peut se demander pourquoi le raffineur aux coûts plus élevés souhaiterait échanger

---

5. L'hypothèse de conditions asymétriques dans la situation des parties à l'accord de réciprocité soulève un point, implicite dans la discussion, qu'il convient de souligner. A un certain niveau de langage, il peut être pratique de parler comme si les parties à un accord d'échange s'approvisionnaient à leur propre coût marginal, à leur coût variable moyen ou à leur coût moyen. Il est cependant plus exact de parler du coût d'approvisionnement équilibré qu'ils ont reçu en vertu de l'accord comme étant égal au coût d'option de la vente de la quantité de produits en cause sur le marché desservi par les raffineries respectives. Si l'on tient compte de l'effet sur les prix de gros de l'offre de produits supplémentaires, les coûts d'option pourraient se situer au-delà ou en-deça des divers niveaux de coûts unitaires, dépendant des conditions du marché.

des produits avec le raffineur aux coûts moins élevés. Il aurait alors un fournisseur qui lui ferait concurrence avec des coûts moins élevés que les siens et il devrait concurrencer sur le marché éloigné avec des coûts plus élevés que ceux de cet autre fournisseur. C'est peut-être dû, en partie, aux faits que les coûts ne varient pas sensiblement d'une partie à l'autre; que chacune des parties concurrence tous les autres raffineurs aussi bien que l'autre partie à l'accord; et, que des pressions concurrentielles et des choix d'approvisionnement existent sur le marché à un moment donné, comme illustre l'exemple de Taylor Flats mentionné ci-dessous.

Les deux avantages prétendus de la réciprocité laissent entendre que celle-ci peut favoriser et renforcer l'intégration verticale sur de vastes superficies géographiques dans la mesure où elle lie une raffinerie à une capacité de commercialisation hors de son orbite normal d'approvisionnement.

(c) Les effets sur la concurrence

(i) La coordination entre les concurrents

(aa) Considérations générales

En traitant des ententes d'approvisionnement entre raffineurs, dans son Livre vert et, dans une moindre mesure, dans son argumentation finale, le Directeur a employé des expressions telles que «indulgence réciproque», «interdépendance», «pouvoir commercial commun», «objectifs mutuels», «discipline oligopolistique», «coordination», «réseau» et ainsi de suite. On a mis au défi le Directeur d'apporter des preuves des conclusions qu'insinuaient de telles expressions; toutefois, les preuves avancées dans l'argumentation finale du Directeur étaient fort peu convaincantes.

Dans une industrie comme celle du raffinage du pétrole, où un nombre relativement restreint de concurrents investissent d'importantes sommes et dont le produit sert à tous les secteurs de l'économie, il est inévitable que chaque entreprise possède toute une variété de renseignements, à la fois détaillés et généraux, sur chacun de ses concurrents et sur l'ensemble de l'industrie. Une foule de renseignements sont diffusés par la presse spécialisée, par Statistique Canada, par EMR, dans des mémoires présentés aux organismes de réglementation et ainsi de suite; chaque entreprise recense et analyse systématiquement cette information. C'est ainsi qu'elles connaissent toutes, par exemple, bien des choses sur chacune des raffineries de leurs concurrents — sa configuration et son âge, le type de charges d'alimentation, ses goulets d'étranglement, son débit, sa capacité utilisée

approximative à un moment donné, les principales caractéristiques de la demande qu'elle satisfait et ainsi de suite. Les prévisions de l'offre et de la demande à court et à long terme pour l'industrie abondent. Quant aux renseignements plus détaillés, il est impossible d'exploiter une entreprise en co-participation telle qu'un pipeline ou de négocier un accord d'approvisionnement sans discuter des quantités à livrer, des caractéristiques du produit et du moment et de l'emplacement des transferts. La divulgation de ce type d'informations est cependant inévitable et, si l'on s'en tient à cela, ne nuit en rien au fonctionnement des marchés.

Compte tenu du nombre élevé d'accords d'approvisionnement entre raffineurs déposés devant la Commission, celle-ci juge à-propos d'en souligner deux importantes caractéristiques:

1. Sauf une exception, qui d'ailleurs n'est plus en vigueur, aucun des accords ou ententes tacites cités en preuve ne renferme une assurance ou un engagement relatif au prix de revente du produit, au maintien des parts du marché, à la restriction de la production ou aux investissements dans le raffinage.

2. Les accords d'approvisionnement en produits entre raffineurs ont toujours, ou presque, un caractère bilatéral. Si l'on prend l'industrie dans son ensemble, on peut parler d'interdépendance ou d'un réseau au sens large; toutefois, cela vaut également pour l'éventail d'accords d'approvisionnement entre les entreprises de nombreuses industries. Il n'existe cependant aucune coordination globale découlant d'une politique, d'un accord ou d'une entente entre plus de deux entreprises. Il n'existe aucune interdépendance sous-jacente à la volonté d'offrir et de maintenir des approvisionnements, outre l'interdépendance que créent des engagements bilatéraux précis entre les mêmes deux parties. Par exemple, l'exécution d'un accord réciproque entre Texaco et Gulf ne serait pas liée à l'exécution d'un accord réciproque entre Shell et Texaco.

On peut comprendre qu'un raffineur ne réduirait pas sa capacité de production sans prévoir des solutions de rechange pour répondre à la demande de produits de ses propres points de vente et honorer ses autres engagements. Les options ne sont pas très nombreuses: le raffineur peut transférer la demande directement à un autre raffineur, il peut renoncer petit à petit à répondre à cette demande en ne renouvelant pas les contrats d'approvisionnement et en vendant ses propres points de vente au détail, il peut livrer les produits à partir de sa source la plus proche, ou il peut acheter le produit nécessaire d'un autre raffineur. Cette dernière solution peut s'avérer la plus intéressante, surtout si l'on peut conclure un accord réciproque avec un autre raffineur, accord qui permettra d'améliorer

l'utilisation de la capacité dans une autre raffinerie. Cet autre raffineur peut aussi être intéressé par les économies que lui permettra de réaliser l'abolition totale ou partielle de sa capacité de production dans une autre région.

Il n'est donc pas surprenant que les fermetures de raffineries de 1983-1984 se soient accompagnées d'un certain nombre de nouveaux accords d'approvisionnement entre raffineurs qui, compte tenu des investissements nécessaires à la poursuite de l'exploitation d'une raffinerie comme principale source d'approvisionnement, tendaient à avoir des échéances plus longues que les autres accords d'approvisionnement.

A l'exception, peut-être, d'un cas au cours des années 1960, la Commission n'a pu constater aucun engagement ou aucun signe, à quelque moment que ce soit et par quelque raffineur que ce soit, concernant l'augmentation ou la réduction de ses investissements dans le raffinage. A l'occasion de plusieurs récentes fermetures de raffineries, l'avocat de la Commission et l'avocat du Directeur, ce dernier étant parfois accompagné de ses conseillers, ont pu examiner les dossiers confidentiels des raffineurs en cause qui avaient trait de près ou de loin aux fermetures de raffineries et à la négociation conséquente d'accords d'approvisionnement. Il avait été entendu que si ces examens permettaient de mettre à jour des documents ou des renseignements qui, de l'avis de l'un des deux avocats, avaient rapport à une des questions étudiées par la Commission, ces documents ou renseignements seraient déposés comme preuve. La Commission est par conséquent persuadée qu'un examen approfondi de ces questions a eu lieu.

Aucun élément de preuve n'indique que les renseignements échangés ou les promesses faites dans le cadre de la négociation d'accords réciproques soient différents de ceux qui interviennent au cours de la négociation d'accords d'approvisionnement non-réciproque. Évidemment, si un raffineur ou qui que ce soit d'autre désire révéler à des concurrents des renseignements de caractère commercial normalement délicat, ou conclure des ententes d'une légalité douteuse, il peut emprunter de nombreuses autres voies que celle de la négociation d'un accord portant sur une autre question.

Les témoins de l'industrie ont effectivement déclaré qu'à mesure qu'augmentait l'ampleur des immobilisations exigées par le raffinage et le risque de cette activité, les raffineurs avaient de plus en plus tendance à rechercher la coopération par l'entremise des entreprises en co-participation. Par exemple, à l'étape de la planification, la raffinerie de Scotford prévoyait la participation de Shell et de Husky dans une proportion de 60 p. 100 et 40 p. 100 respectivement; Husky s'étant retirée, Shell a décidé d'aller de l'avant seule. Il n'y a en principe rien de mal à ces formes limitées de

coopération; tout au contraire, dans la mesure où les accords d'approvisionnement entre raffineurs permettent des économies autrement irréalisables, sans limiter l'investissement ou le débit, ils facilitent l'adaptation efficace de l'industrie.

Comme dans le cas des autres ententes à caractère économique telles que les fusions, les accords d'échange procurent des avantages aux parties et, dans la plupart des cas, également au public. Les accords d'échange pourraient revêtir un caractère négatif, du point de vue de la politique de la concurrence, dans la mesure où les quantités de produits livrés en vertu de l'accord risquent de ne plus être offertes sur le marché d'où elles proviennent. Si un tel accord n'existait pas, le raffineur qui reçoit les produits pourrait maintenir une raffinerie en exploitation, importer le produit, le livrer à partir d'une autre région ou, à plus long terme, construire une nouvelle raffinerie. Ces choix sont évidemment fonction aussi des accords d'achat et de vente courants qui visent tous les acheteurs, à la fois les raffineurs et les non-raffineurs. Toutefois, les raffineurs sont vraisemblablement les importateurs les plus rentables (qu'ils importent de l'étranger ou d'une autre région) et les plus susceptibles de s'implanter dans ce secteur. Par conséquent, la plus longue durée des accords d'échange conclus ces dernières années et l'accroissement des quantités en cause soulèvent des inquiétudes du point de vue de la politique de la concurrence. Il faut cependant s'efforcer de peser ces préoccupations en regard des avantages que procure une aptitude accrue à ajuster la capacité et à répondre à la demande au moindre coût. L'entente entre Gulf et Texaco dont il est question ci-dessous constitue un cas d'espèce.

(bb) L'entente Gulf-Texaco

En 1982, BP et Shell ont conclu une entente de traitement réciproque à long terme en vertu de laquelle Shell devait traiter du brut pour BP à Montréal et BP devait en faire de même pour Shell à sa raffinerie de Trafalgar, dans l'est ontarien. Par la même occasion, BP (qui était en voie de passer aux mains de Petro-Canada) a fermé sa raffinerie à Montréal tandis que Shell fermait sa raffinerie d'Oakville. Il semble que ce fut la première entente d'une telle ampleur; toutefois, Texaco et Gulf étaient sur le point de conclure une entente de plus grande envergure encore.

A la fin de 1983, Texaco et Gulf ont signé un accord d'approvisionnement de produits à long terme d'une grande portée qui visait plusieurs régions et comprenait les sept ententes suivantes:

1. Gulf devait traiter du pétrole pour Texaco à Edmonton.
2. Gulf devait fournir des produits à Texaco à partir de sa raffinerie d'Edmonton en échange de produits fournis par Texaco à partir de Nanticoke.

3. Texaco devait traiter du pétrole pour Gulf à Nanticoke.
4. Gulf devait traiter du pétrole pour Texaco à Montréal.
5. Texaco devait vendre des produits à Gulf à partir de Dartmouth et Gulf devait en vendre à Texaco à partir de Montréal.
6. Gulf offrirait, à Clarkson, une capacité de stockage à Texaco.
7. Texaco offrirait, à Calgary, une capacité de stockage à Gulf.

Les sept ententes ont été négociées conjointement et les parties les percevaient de toute évidence comme des éléments d'un accord global. Par ailleurs, les ententes étaient juridiquement indépendantes. Toute cession de contrat ne pouvait se faire qu'avec l'assentiment écrit de l'autre partie. Cet assentiment ne pouvait être refusé «sans raison», si ce n'est que tout accord pouvait être cédé par l'une ou l'autre partie à un nouveau propriétaire de l'ensemble, ou presque, de son actif et de ses installations de raffinage et de vente dans la province où était située la ville à laquelle se rapportait l'accord. Toutefois, certaines exceptions à cette dernière disposition, de même que certaines dispositions spéciales concernant la résiliation conféraient une interdépendance juridique particulière aux accords 3 et 4; à l'accord 2, d'une part, et aux accords 1 et 3, d'autre part; à l'accord 5, d'une part, et aux accords 3 et 4, d'autre part; à l'accord 6, d'une part, et aux accords 3 et 4, d'autre part; et aux accords 7 et 2. Les accords 3 et 4, soit les accords relatifs au traitement à Nanticoke et à Montréal respectivement, prévoyaient que la résiliation de l'un entraînait la résiliation automatique de l'autre et qu'aucun de ces deux accords ne pouvait être cédé sans la cession simultanée de l'autre.

A l'occasion de la signature de ce nouvel accord, Texaco a fermé sa raffinerie d'Edmonton et Gulf a cessé de produire de l'essence à sa raffinerie de Clarkson, près de Toronto.

L'accord a soulevé certaines inquiétudes chez le Directeur. Bien qu'il ait exagéré ses effets en affirmant qu'il permettait à Gulf et à Texaco de «coordonner pleinement leurs installations de fabrication et de distribution de la Colombie-Britannique aux Maritimes», il avait raison de dire qu'il s'agissait «de la rationalisation la plus importante et la mieux coordonnée» dont faisait état la preuve hormis, évidemment, une fusion.

Texaco et Gulf ont nié que les objectifs ou les effets de cette série d'ententes puissent être anticoncurrentiels. Ils s'entendaient à dire, selon les termes énoncés dans un document interne confidentiel de Gulf, que l'objectif de l'entente globale était de «préserver l'actuelle situation concurrentielle réciproque de chaque entreprise tout en améliorant la situation concurrentielle des deux par rapport aux autres». Chacune a expliqué les pressions économiques particulières et les avantages qui, pour diverses raisons, rendaient cette série d'ententes intéressante.

En gros, selon Gulf et Texaco, l'accord global permettait à chacune de réduire considérablement ses frais de raffinage et de distribution tout en préservant un niveau satisfaisant de sécurité des approvisionnements de leurs points de vente et cela, sans restreindre de quelque façon que ce soit leur croissance éventuelle. Les économies provenaient de l'élimination d'une capacité de raffinage sous-utilisée ou relativement dispendieuse, et d'une réduction des besoins de transport des produits. La sécurité des approvisionnements découlait de la nature à long terme et interdépendante des ententes.

De l'avis de Texaco, cet accord avait permis de réussir ce qui suit:

(a) *L'Ouest canadien*. Dans l'Ouest, Texaco s'approvisionnait surtout à partir de sa petite raffinerie désuète d'Edmonton qui coûtait relativement cher à exploiter et qui ne pouvait être agrandie. En Colombie-Britannique, elle s'était toujours approvisionnée par l'entremise d'accords d'approvisionnement à relativement court terme avec d'autres raffineurs, ce qui limitait son aptitude à élaborer des stratégies de commercialisation à long terme. «Avec beaucoup de frustration», elle étudiait depuis bon nombre d'années la possibilité de construire une nouvelle raffinerie dans l'Ouest afin d'assurer une sécurité des approvisionnements à long terme à des prix satisfaisants. Les accords avec Gulf permettaient à Texaco de satisfaire ses besoins actuels et futurs à partir de la raffinerie de Gulf à Edmonton, plus grande et plus efficace. Texaco obtenait par la même occasion des droits d'enlèvement à long terme en Colombie-Britannique et un débit supplémentaire pour son terminal de Calgary.

(b) *L'Est canadien*. En raison de la récente fermeture de sa raffinerie de Montréal, Texaco devait approvisionner son marché québécois au moyen de produits livrés à partir de ses raffineries de Nanticoke et Dartmouth. Cette situation engendrait des frais de transport et, en outre, il semble que le gouvernement québécois préférait acheter des produits fabriqués au Québec. En prenant des dispositions pour que ses approvisionnements québécois proviennent de la raffinerie de Gulf à Montréal, Texaco éliminait les frais de transport et les frais de stockage connexes tout en améliorant son aptitude à concurrencer pour l'obtention des marchés des organismes du gouvernement québécois. Les dispositions relatives à l'approvisionnement de Gulf à Nanticoke et à Dartmouth ont permis d'éviter que ces deux raffineries ne connaissent une baisse de leurs livraisons.

Du point de vue de Gulf, le nouvel accord global comportait les avantages suivants:

(a) *L'Ouest canadien*: La grande raffinerie de Gulf à Edmonton, de construction relativement récente, venait de perdre la clientèle de Turbo;

de plus, Shell avait diminué le volume de ses achats lors de la construction de sa raffinerie de Scotford. Les nouveaux contrats passés avec Texaco ont permis de récupérer cette demande et d'utiliser la capacité supplémentaire dont disposait la raffinerie d'Edmonton. L'utilisation du terminal de Texaco à Calgary a permis à Gulf de fermer ses propres installations désuètes au moment de la fermeture de son usine d'asphalte dans cette ville.

(b) *L'Est canadien*. Gulf avait constaté qu'elle pouvait intégrer une bonne part des activités de ses raffineries de Clarkson et de Montréal en transportant une «gamme de produits énergétiques» partiellement traités de Clarkson à Montréal par l'entremise du pipeline Interprovincial. En transférant à toutes fins utiles la demande de la région de Toronto à Montréal, elle économisait des sommes importantes en éliminant la dernière étape du traitement de l'essence à Clarkson et en utilisant pratiquement toute la capacité de sa raffinerie de Montréal.

De l'avis du Directeur, comme nous l'avons mentionné ci-dessus, l'accord comportait plus de coopération et de coordination qu'il n'était souhaitable entre concurrents, sans compter que sa durée minimum était beaucoup trop longue. Certes, l'entente dure de nombreuses années et peut entraîner des effets négatifs à court terme tels des prix plus élevés[6]; la Commission juge cependant que la situation concurrentielle de Gulf et de Texaco (et de l'industrie, si l'on tient compte du commerce international) obligeait ces entreprises à réduire leurs frais en raison du fléchissement prononcé de la demande de produits raffinés observé depuis 1980.

Des pressions financières croissantes avaient incité Texaco et Gulf à étudier, chacune pour soi, certaines mesures globales de réduction des coûts; chacune avait engagé des discussions préliminaires avec d'autres concurrents sans pouvoir, pour diverses raisons, aboutir à une entente sur les prix, la portée, la durée, les volumes ou quoi que ce soit. Les négociations qui ont finalement donné lieu à l'accord entre Gulf et Texaco conclues en novembre 1983, avaient été amorcées par Gulf en février 1983 mais portaient, à l'époque, uniquement sur ses installations d'Edmonton. Texaco a étendu la portée des négociations afin d'envisager la possibilité d'une entente de traitement entre la raffinerie de Texaco à Nanticoke et celle de Gulf à Montréal. Les négociations, les compromis et les mises en concordance ont abouti à la conclusion des sept contrats énumérés ci-dessus. Les deux parties ont aussi discuté d'autres questions sur lesquelles elles n'ont pu s'entendre.

---

6. Il s'agit là d'une question plutôt que d'une conclusion puisque la Commission aurait outrepassé les limites d'une enquête en vertu de l'article 47 si elle avait reçu des preuves et des argumentations à ce sujet.

L'avocat de la Commission et celui du Directeur ont examiné tous les dossiers pertinents de Texaco et de Gulf ayant rapport à cette question, et prévu la production, à titre de preuve, de tout document ayant, de l'avis de l'un ou l'autre, un rapport avec les questions étudiées par la Commission. Des cadres supérieurs de Texaco et de Gulf sont venus témoigner, à la fois publiquement et à huis clos. La Commission est convaincue que la négociation entre Gulf et Texaco était bel et bien une négociation entre tiers, chacune s'efforçant de se protéger de l'autre afin de favoriser l'amélioration de sa situation concurrentielle par rapport au reste de l'industrie. Aucun des contrats n'impose de restrictions, quelles qu'elles soient, à la vente de produits par une ou l'autre société à des clients revendeurs; aucun accord d'échange, d'achat ou de traitement ne vise l'ensemble des besoins du client et ne lui impose de limites, quelles qu'elles soient, à l'obtention de quantités supplémentaires auprès d'autres fournisseurs, bien que certains droits préférentiels d'approvisionnement soient accordés dans le cas de besoins supplémentaires.

La Commission est également convaincue que les parties n'ont échangé que les renseignements nécessaires pour permettre aux clients, dans le cadre de chacun des accords d'approvisionnement particuliers, de faire connaître au fournisseur l'ampleur approximative des besoins prévus en vertu de ce contrat et pour toute sa durée. Par exemple, dans le cadre des négociations relatives à ses approvisionnements dans l'Ouest, Texaco a remis à Gulf ses prévisions de la demande générale pour les 10 années suivantes; cette demande était toutefois formulée en chiffres globaux, à moins que des chiffres plus précis n'aient été nécessaires à la négociation de droits d'enlèvement précis. Peu importe le point de vue où l'on se place, cela n'équivaut en rien à une proposition de partage du marché.

Dès le début des négociations, Gulf et Texaco ont signé un accord officiel qui prévoyait en détail le caractère strictement confidentiel des renseignements échangés au cours des négociations. Les renseignements ne devaient être communiqués qu'aux représentants de l'autre partie qui avaient un «besoin de savoir» et ne devaient servir uniquement qu'aux fins de l'étude et des négociations. Toutes les copies de tous les documents devaient être rendues sur demande. Rien ne permet de croire qu'on n'ait pas respecté à la fois l'esprit et la lettre de cette entente sur l'échange d'informations.

La durée et le caractère interdépendant des ententes soulèvent une autre question, à savoir si de telles ententes confèrent un pouvoir déraisonnable à un raffineur sur les décisions de l'autre de vendre des raffineries ou des terminaux auxquels il doit avoir recours pour exécuter les accords. Ce pouvoir pourrait découler de restrictions contractuelles sur la cession de la position contractuelle d'une des parties sans le consentement de l'autre.

Lorsque Petro-Canada a acheté les avoirs d'aval de Gulf à l'ouest du Québec en 1985, la seule disposition relative à des régions à l'est de l'Ontario portait sur la raffinerie de Gulf à Montréal. Petro-Canada a hérité de la raffinerie Clarkson de Gulf située près de Toronto et réorienté vers sa propre raffinerie de Montréal la «gamme de produits énergétiques» que Gulf livrait de Clarkson à sa raffinerie de Montréal, où ils étaient transformés en essence. Par surcroît, et en plus de reprendre l'accord d'approvisionnement de Gulf avec Texaco à l'ouest du Québec, Petro-Canada s'est vu céder l'obligation qu'avait Gulf d'offrir des services de traitement à Texaco à Montréal. Il s'agissait-là en fait de l'autre moitié de ce que les parties appelaient le volet de «traitement réciproque» de l'accord, en vertu duquel Texaco traitait aussi des produits pour Gulf (Petro-Canada) à Nanticoke. Cette cession entraînait le transfert à Petro-Canada, à partir de la raffinerie de Gulf à Montréal d'un volume de raffinage d'environ 34 000 b/j, ce qui représentait environ 45 p. 100 du débit de la raffinerie de Gulf.

Selon M. West de Petro-Canada, c'est Gulf qui lui a demandé de reprendre le contrat de traitement pour Texaco à Montréal, que Petro-Canada n'avait pas cherché à obtenir. Il ne savait pas si Texaco était intervenue, ni de quelle façon, afin que les contrats à l'ouest du Québec ne soient pas cédés indépendamment de celui de Montréal. Quoi qu'il en soit, il était évident aux yeux de M. West, et à la plupart des autres observateurs, que le transfert du contrat de Texaco de la raffinerie de Gulf à celle de Petro-Canada entraînerait la fermeture de la raffinerie de Gulf à Montréal. (L'approvisionnement des points de vente de Gulf au Québec a été par la suite transféré à la raffinerie d'Ultramar à Saint-Romuald, au début de 1986, suite à la vente à Ultramar Canada des actifs commerciaux de Gulf dans l'Est du Canada.)

La raffinerie de Gulf à Montréal, qui fonctionnait de concert avec deux usines pétrochimiques, n'était pas désuète. Bien qu'âgée de plus de 50 ans, on y avait récemment investi des sommes importantes. Il s'agissait cependant de la plus petite raffinerie du Québec: son débit était de 75 000 b/j tandis que celle de Petro-Canada à Montréal avait un débit de 90 000 b/j, celle de Shell à Montréal, un débit de 120 000 b/j, et celle d'Ultramar à Saint-Romuald un débit de 100 000 b/j. Il s'agissait de la quatrième fermeture de raffinerie à Montréal au cours des trois dernières années, après celles d'Impériale, de Texaco et de BP.

La Commission n'a pas pour mandat de se pencher sur les questions qui débordent le cadre de la politique de la concurrence, telles que l'expansion régionale. De toute façon, la Commission ne dispose pas des renseignements nécessaires à l'examen de telles questions. Toutefois, le processus qui mène à

l'élimination de la surcapacité de raffinage dans une région, et qui entraîne habituellement une stabilisation du prix des produits, relève de la politique de la concurrence et s'inscrit donc dans le cadre de la présente enquête.

Dans ce cas particulier, le gouvernement du Canada a approuvé la fermeture de la raffinerie de Gulf à Montréal en approuvant l'achat des actifs de Gulf par Petro-Canada, ce qui entraînait presque inévitablement la fermeture de la raffinerie; cette fermeture aurait pu survenir même si l'achat par Petro-Canada des actifs de Gulf à l'ouest du Québec n'avait pas comporté aussi la cession du contrat d'approvisionnement. On ne peut nier qu'il en est découlé une amélioration de l'efficacité des raffineries de Petro-Canada et d'Ultramar au Québec. On peut toutefois s'attendre qu'un allègement des pressions concurrentielles occasionne un relèvement des prix des produits, ce qui hausserait les profits de tous les commerçants d'essence de la région. On peut donc raisonnablement prévoir que Petro-Canada et Ultramar profitent toutes les deux d'une baisse des coûts unitaires et d'une hausse des revenus unitaires. (Par contre, une surcapacité s'accompagne souvent d'une double pénalité: des coûts unitaires plus élevés et des revenus unitaires plus bas.)

Les accords d'approvisionnement entre Gulf et Texaco constituaient une réaction particulière à un ensemble unique de problèmes auxquels faisaient face les parties. La nature réciproque des accords d'approvisionnement de Nanticoke et de Montréal était raisonnable et n'a entraîné la fermeture de la raffinerie de Gulf à Montréal qu'à la suite de la division des services d'aval de Gulf situés dans l'est canadien.

Quant à l'examen des accords d'approvisionnement entre raffineurs, tels que l'entente entre Gulf et Texaco, la Commission est d'avis qu'on doit les considérer au même titre que les autres accords entre concurrents ou coentreprises. Toute limite à la durée de telles ententes ou toute interdiction d'interdépendance contractuelle imposée a priori serait arbitraire et ferait fi du vaste éventail de circonstances possibles. Les seules lignes directrices générales qui semblent convenir sont les deux suivantes. En premier lieu, il ne devrait y avoir aucun agissement ou engagement qui nie ou limite le droit de toute partie d'augmenter ses approvisionnements de quelque façon que ce soit; toutefois, aucune preuve déposée au cours de cette enquête ne permet de conclure à l'existence de tels agissements ou engagements. En second lieu, compte tenu de l'oligopolie relativement forte qui règne dans le secteur aval, tout accord d'approvisionnement entre raffineurs ne devrait pas faire intervenir plus de deux parties; toutefois, selon l'expérience canadienne, un tel cas n'a jamais existé. Il s'agit cependant d'une situation qui doit faire l'objet d'une surveillance permanente dans une industrie aussi concentrée.

(ii) L'approvisionnement des revendeurs non intégrés

Dans son argumentation finale, le Directeur a soutenu que les «accords d'échange réciproque» avaient comme conséquence, entre autres, «de réserver presque tous les produits à la chaîne verticale ou au système d'échanges verticaux, et de n'en laisser disponibles que de très petites quantités pour les sociétés non intégrées». Lorsqu'on lui a demandé de prouver cette assertion, le Directeur a invoqué ce qu'il a appelé «la simple arithmétique du système» et les preuves déposées par les représentants de Turbo voulant qu'à mesure que celle-ci ait étendu son réseau de commercialisation, elle ait jugé nécessaire de s'implanter en amont dans le raffinage afin de garantir des approvisionnements suffisants et continus.

Le Directeur semble tenir pour acquis, en premier lieu, que la capacité de raffinage est pleinement utilisée et, deuxièmement, que les clients intégrés qui reçoivent des quantités en vertu des échanges ne vendent pas à des revendeurs non intégrés. Comme il l'affirmait dans son argumentation: «Par définition, plus grande est la proportion de la production d'une industrie qui est engagée (pour desservir les propres stations des raffineurs ou d'autres raffineurs en vertu d'échanges), moins il en reste pour le commerçant indépendant».

Les *Majors* ont répondu essentiellement que leur service de commercialisation ne tenait aucunement compte de la source de l'essence lorsqu'ils vendaient ce produit à des indépendants ou le distribuaient de quelque façon que ce soit. Pour les raffineurs, les échanges ne sont qu'une façon de réaffecter leurs produits d'un endroit à un autre.

Aucune preuve ne donne à croire que l'échange d'essence ait jamais été fonction d'une restriction de sa revente. Rien n'indique non plus que les indépendants aient jamais connu une pénurie générale de produits par manque d'approvisionnement des raffineurs.

Afin de savoir si ceux qui recevaient des produits dans le cadre d'accords d'échange agissaient comme fournisseurs généraux ou ne recevaient que des quantités suffisantes à leurs propres besoins de commercialisation, la Commission a demandé aux raffineurs de lui fournir des renseignements sur le volume des ventes aux commerçants indépendants de produits reçus dans le cadre d'accords d'échange. La Commission estimait que plus on vendait de produits échangés aux fournisseurs indépendants ainsi que sur les marchés commerciaux et industriels, plus on pouvait considérer les accords d'échange comme favorables à la concurrence. Si les parties qui recevaient le produit dans le cadre d'accords d'échange agissaient comme fournisseurs généraux et non seulement comme commerçants, les accords d'échange augmenteraient

effectivement le nombre de raffineurs dans chaque région (sans toutefois évidemment augmenter la quantité totale de produits raffinés). Malheureusement, les données ne se prêtaient pas à de telles conclusions, en partie parce que les échanges ne constituaient qu'une des sources d'approvisionnement dans les centres de l'Ontario et du Québec.

La Commission juge que les thèses du Directeur à ce sujet ne sont pas fondées. Il est vrai que certains grossistes ou détaillants non intégrés ont, à l'occasion, craint de ne pas pouvoir compter sur des approvisionnements suffisants, sur un nombre suffisant de sources d'approvisionnement et sur des conditions d'approvisionnement qui leur permettent de livrer concurrence à leurs fournisseurs-concurrents verticalement intégrés. Il est également vrai que les représentants de Turbo ont déclaré que la décision de s'implanter en amont dans le raffinage reposait en partie sur le désir de Turbo de pouvoir compter sur des approvisionnements plus sûrs. Mais de tels problèmes ne sont ni chroniques, ni généralisés et ne devraient pas être attribués aux accords d'échange ou à d'autres formes d'approvisionnement entre raffineurs. Exception faite de certaines rares et très courtes périodes, les raffineries canadiennes n'ont jamais fonctionné à pleine capacité (voir le tableau 5) et le recours accru aux accords d'approvisionnement entre raffineurs n'a pas rétréci la part du marché des indépendants. Peu importe la décision prise par Turbo, d'autres vastes réseaux de commercialisation ont réussi à assurer la sécurité à longue échéance de leur approvisionnement grâce à des contrats à long terme et ont décidé de ne pas se lancer dans le raffinage. Les autres exemples de préoccupations relatives aux approvisionnements portent soit sur les problèmes d'accès équitable durant les pénuries générales de courte durée ou sur les politiques de certains raffineurs, dont Irving semble être le seul exemple à l'heure actuelle, de refuser d'approvisionner des fournisseurs indépendants.

Affirmer que les accords d'approvisionnement réciproque n'occasionnent pas de problèmes d'approvisionnement n'équivaut pas à nier qu'ils atténuent les inquiétudes des parties en cause relatives à la sécurité de leurs approvisionnements. Effectivement, les raffineurs ont admis implicitement le bien-fondé des préoccupations manifestées par les fournisseurs non intégrés en soutenant que les accords de réciprocité avaient comme avantage d'améliorer la sécurité de l'approvisionnement de leurs propres points de vente dans les régions où ils n'exploitaient pas de raffineries. En d'autres mots, la réciprocité ajoutait la sécurité désirée à ce qui n'aurait été autrement que de simples accords d'approvisionnement ou de traitement.

Si l'on cherche à atténuer les inquiétudes des fournisseurs non intégrés face à leur approvisionnement par le biais de la politique d'État, il semble qu'il faille définir une obligation plus rigoureuse et plus réelle d'approvisionner les fournisseurs plutôt que d'intervenir dans la formulation des accords

entre raffineurs. Les raffineurs jouissent d'un pouvoir commercial en matière d'approvisionnement qu'il est impossible d'éviter si le Canada veut tirer parti des économies d'échelle qu'offre le raffinage. L'intégration verticale accentue ce pouvoir; les raffineurs sont d'avis qu'ils doivent s'intégrer en aval afin de réduire le risque des investissements dans le raffinage. Or, il est évident que les raffineurs sont des acteurs importants sur la scène de la vente au détail. Ce pouvoir d'approvisionner comporte cependant la responsabilité de chercher à s'assurer que la concurrence sur le marché des produits n'est pas entravée. La Commission se penche dans le chapitre XX sur la question de la définition d'une obligation d'approvisionner plus réelle.

(iii) La stabilité des parts du marché

Le Directeur a soutenu que «l'exigence voulant que les échanges comportent des quantités équivalentes ne peut que raffermir la situation de chacune des parties sur le marché». De plus, il a prétendu que les destinataires des produits ne pouvaient souvent dépasser leur rythme de «croissance normale». A son avis:

> On a utilisé les échanges réciproques pour contrôler la répartition des produits à un moment donné. Plus particulièrement, les accords d'échange étaient conçus de manière à s'assurer que les partenaires ne livrent pas une concurrence trop vive sur les marchés où ils n'avaient pas de raffineries. Les accords prévoyaient aussi des restrictions destinées à empêcher l'écoulement du produit sur le marché des revendeurs.

Afin d'appuyer ses allégations, le Directeur s'est fondé presque entièrement sur un accord de traitement réciproque d'asphalte conclu entre Gulf et Husky, en Saskatchewan, à la fin des années 1960 et reconduit par la suite jusqu'en 1970. Ce contrat visait des raffineries de Gulf à Moose Jaw et à Saskatoon, et des raffineries de Husky à Moose Jaw et à Lloydminster. Les preuves déposées devant la Commission relativement à ce que les parties avaient exactement convenu dans cette circonstance particulière n'étaient pas limpides; on y trouve des preuves relatives à un programme de répartition entre les producteurs d'asphalte de la Saskatchewan, mis en oeuvre par le gouvernement de cette province. Quoi qu'il en soit, si, comme le Directeur l'a prétendu, l'accord servait en fait d'entente sur le partage du marché et permettait de limiter la capacité de production, il s'agissait en premier lieu d'un cas exceptionnel et, en deuxième lieu, d'un accord à l'égard duquel le Directeur aurait dû prendre des mesures en vertu d'autres articles de la *Loi relative aux enquêtes sur les coalitions*.

Même s'il arrive que les accords d'approvisionnement réciproque entre raffineurs puissent apparaître comme une forme de spécialisation géographique, cela n'implique nullement qu'il s'agit d'un accord en vue de partager le marché ou de stabiliser les parts du marché.

(iv) L'efficacité

En dernier lieu, le Directeur a critiqué les accords d'approvisionnement entre raffineurs parce que, selon lui, les «accords d'échange réciproque assurent la survie des raffineurs inefficaces et entraînent une augmentation du prix des approvisionnements»; il croit que ces deux facteurs provoquent une mauvaise répartition des ressources en matière de production et d'investissement. Plus précisément, le Directeur a soutenu que le recours privilégié aux relations d'approvisionnement réciproque réduit le nombre de fournisseurs éventuels car il tend à limiter l'approvisionnement à des situations d'offre et de demande coïncidentes ou équivalentes entre les deux parties. (Il a donc effectivement prétendu que la réciprocité réduit l'offre de produits tout autant aux fournisseurs intégrés que non intégrés.) En plus de s'inquiéter du fait que les achats ne se feraient pas nécessairement chez le fournisseur affichant les plus bas prix, il s'inquiétait de ce que le produit le plus cher puisse se retrouver sur les marchés aux prix les plus bas; il craignait aussi que la réciprocité fasse augmenter les frais des transactions relatives aux approvisionnements en compliquant la recherche de fournisseurs et en faussant les volumes que l'une des parties, ou les deux, chercherait autrement à obtenir ou à fournir. A titre d'illustration, le Directeur a soutenu que la raffinerie de la Consumers Co-operative à Regina se prémunissait contre les forces du marché par l'entremise d'accords d'approvisionnement réciproque et que la plupart de ces marchés pouvaient être approvisionnés à moindre coût à partir des raffineries d'Edmonton.

La Commission a examiné les preuves à ce sujet, y compris la situation de la raffinerie de Regina, et ne peut attester le bien-fondé des inquiétudes du Directeur.

(v) L'implantation des raffineurs régionaux

Au milieu des années 1950, Pacific Petroleums décidait de construire une raffinerie à Taylor, à environ 70 kilomètres de Fort St-John, dans le Nord-Est de la Colombie-Britannique. On y exploitait des gisements de gaz naturel et, afin de préparer le gaz pour l'acheminer par la ligne de transmission Westcoast, il fallait en extraire les condensats et d'autres liquides de gaz naturel. Ces liquides pouvaient être raffinés afin de servir de charge d'alimentation; sinon, il fallait les brûler à la torche ou les acheminer par camion vers les quelques rares marchés existants.

La raffinerie de Taylor a commencé à produire de l'essence en 1958. Une fois complétée la première phase des travaux en 1961, elle produisait aussi des distillats et d'autres produits. La raffinerie pouvait assurer environ la

moitié des besoins du marché des produits dans les environs immédiats de Taylor; à cette fin, Pacific prévoyait évincer certains des approvisionnements actuels qui provenaient de raffineries situées à Edmonton (à 560 kilomètres), à Kamloops et à Vancouver. Pacific n'a cependant pas tardé à s'apercevoir que les fournisseurs en place ne céderaient pas facilement le marché au nouveau concurrent.

Après avoir tenté d'approvisionner ses concurrents dans la région de Taylor, Pacific n'a pas tardé à constater que les raffineries concurrentes ne s'approvisionneraient auprès d'elle à Taylor que dans la mesure où Pacific prendrait de leurs produits ailleurs. Par conséquent, Pacific s'est empressée d'implanter des points de vente à Edmonton, Kamloops et Vancouver, et de conclure des accords d'approvisionnement (tout d'abord avec Royalite à Kamloops, Texaco à Edmonton, Impériale à Calgary et Chevron à Vancouver) afin de subvenir aux besoins de sa raffinerie de Taylor. Ses activités de commercialisation et ses rapports avec les autres raffineurs ont continué en ce sens, et la raffinerie de Taylor a connu plusieurs expansions avant la vente de Pacific à Petro-Canada en 1979.

Les preuves relatives aux coûts livrés comparatifs des divers concurrents dans la région immédiate de Taylor ne sont pas claires. Les concurrents de Pacific devaient assumer les frais de transport mais ils jouissaient aussi de plus grandes économies d'échelle en raison de la taille plus importante de leurs raffineries. Les coûts des charges d'alimentation différaient aussi; les coûts de Pacific à ce chapitre, aux termes de son contrat avec Westcoast Transmission, dépassaient à l'époque le coût du brut à Edmonton.

Quoiqu'il en soit, il est évident que Pacific a déboursé davantage que prévu pour s'implanter dans le secteur du raffinage. Elle s'est aperçue qu'elle ne pouvait s'implanter dans le raffinage sans aussi étendre son réseau commercial. Elle devait donc acheter des points de vente existants ou en construire de nouveaux, peu importe le besoin de cette capacité commerciale supplémentaire dans les régions où elle devait s'établir afin de pouvoir s'approvisionner chez les raffineurs qui avaient traditionnellement desservi le marché de Taylor. En accaparant une certaine partie de la demande sur le marché de détail de ces autres régions, Pacific réduirait les parts des autres fournisseurs sur ces marchés. Il est toutefois logique de supposer que puisque la capacité de raffinage globale avait augmenté sans que la demande emboîte le pas (du moins au cours de la même période et jusqu'à ce que la croissance normale le permette), les autres raffineurs ont connu une baisse de leurs approvisionnements par rapport à la période précédant l'implantation de Pacific. La construction de nouveaux points de vente par Pacific et l'extension conséquente du réseau commercial de l'industrie ne s'appuyaient nullement sur une augmentation de la demande; à moins que cela ait coïncidé par hasard avec une telle augmentation, il s'en est suivi, du moins, à court

terme une mauvaise affectation des ressources. Ces décisions provenaient de l'ampleur de l'intégration verticale dans l'industrie et de l'aptitude des entreprises intégrées verticalement à se protéger de façon à augmenter les frais d'implantation dans cette industrie.

La Commission croit cependant que toute mesure corrective visant une telle mauvaise affectation des ressources ne ferait qu'exacerber le problème. Si les pressions commerciales peuvent être maintenues aux échelons du raffinage et de la vente, et s'il existe une surcapacité prononcée et persistante, celle-ci devrait normalement disparaître avec le temps.

(vi) Les autres aspects

Bien que la Commission soit d'avis que les accords d'approvisionnement entre raffineurs, réciproques ou autres, ont joué, et peuvent jouer, un rôle utile dans l'adaptation de l'industrie, il est aussi possible que dans certains cas particuliers leurs effets à long terme sur le fonctionnement des marchés soient en somme néfastes et que l'on doive se prémunir contre eux. L'ampleur et les risques des investissements dans le raffinage augmentent; on tend de plus en plus, et les témoins de l'industrie le reconnaissent sans hésiter, à privilégier les coentreprises dans le cas d'investissements à risque élevé. Pour les raisons exposées dans ce chapitre, il n'existe pas beaucoup de raffineurs éventuels au Canada.

La Commission est d'avis qu'il faut prévoir un processus en vertu duquel on pourrait évaluer et peser le pour et le contre des effets de certains accords d'approvisionnement à long terme, parmi ou entre les raffineurs, comme le prévoit le projet de loi C-91 dans le cas des fusions et des accords de spécialisation. Par exemple, il se peut qu'un accord d'approvisionnement à long terme qui sert de toute évidence les intérêts des parties puisse aussi être dans l'intérêt du public ou, à tout le moins, qu'il ne lui porte aucun préjudice important. D'un autre côté, si cet accord réduisait les approvisionnements ou le nombre de fournisseurs au point où un préjudice serait tout probablement porté à l'intérêt public, il devrait y avoir un mécanisme en place pour prévenir un tel préjudice.

Certains des accords d'approvisionnement entre raffineurs déposés devant la Commission renferment aussi des dispositions accessoires qui ne participent pas à la réalisation des objectifs de ces accords et qui peuvent exercer des effets d'exclusion sur certains marchés; de telles dispositions devraient faire l'objet d'un examen en vertu de la *Loi relative aux enquêtes sur les coalitions*. Voici quelques exemples de telles dispositions:

1. Les dispositions relatives aux ventes en exclusivité, aux droits préférentiels ou aux options relatives aux approvisionnements supplémentaires en vertu desquelles un fournisseur de capacité de raffinage ou de stockage obtient ou acquiert le droit de recevoir toute la clientèle de l'autre partie.
2. Des droits préférentiels ou des options de la part du client eu égard à la surcapacité de traitement dans une raffinerie.
3. Le traitement préférentiel, aux termes d'un contrat, d'un important client en période de pénurie.
4. La durée prolongée de certains accords visant de fortes quantités et s'étendant au-delà d'une période de besoin raisonnable. Par exemple, on peut comprendre le bien-fondé de la conclusion d'ententes d'approvisionnement à long terme qui accompagnent la fermeture d'une raffinerie; il est par contre difficile de justifier un contrat qui s'étend au-delà des huit ou dix années qui constituent l'horizon limite de planification des raffineries, même les plus grosses.

Chacun de ces types de dispositions contractuelles pourrait avoir d'importants effets d'exclusion dans certaines circonstances; il faudrait pouvoir compter sur un mécanisme d'examen afin de prévenir des effets d'exclusion déraisonnables.

Un organisme chargé de veiller à la préservation de l'intérêt public doit en tout premier lieu disposer des renseignements nécessaires à son évaluation. Deuxièmement, la loi doit lui conférer le pouvoir de prendre les mesures correctives nécessaires.

En ce qui a trait à la disponibilité, à point nommé, de renseignements sur les accords d'approvisionnement entre raffineurs, il serait difficile que le Directeur en prenne connaissance à moins qu'on ne lui en fasse part expressément. Il serait donc souhaitable, de l'avis de la Commission, qu'on signale au Directeur tout accord d'approvisionnement de produits entre raffineurs d'une durée de plus de cinq ans. On devrait aussi signaler au Directeur l'existence de tous les accords actuellement en vigueur dont l'échéance surviendra dans plus de cinq ans, de même que les accords futurs au moment de leur signature, ou à peu près.

En ce qui a trait au processus judiciaire en vertu duquel il serait possible d'évaluer les accords d'approvisionnement entre raffineurs et, si nécessaire, de les interdire entièrement ou partiellement, le type de questions et de problèmes qui risquent de survenir ne peuvent être réglés adéquatement en vertu de la Loi actuelle ou de quelque disposition que ce soit du projet de loi C-91. Afin de permettre au public de faire face aux problèmes éventuels en ce domaine, ou, à vrai dire, dans d'autres contextes dans diverses industries,

la Commission recommande d'étudier la possibilité d'ajouter une disposition (peut-être dans le cadre des nouveaux articles 50 et 51 proposés dans le projet de loi C-91) en vertu de laquelle il ne serait pas nécessaire d'établir que le geste ou la conduite en cause relevait d'une «pratique» ou qu'il avait une intention ou un objectif anticoncurrentiel comme condition préalable à l'adoption de mesures correctives. La Commission n'ignore pas qu'il faille éviter d'intervenir en vertu d'une telle disposition lorsqu'on ne peut établir sans équivoque le bien-fondé d'une telle intervention en s'appuyant sur la situation commerciale des intervenants et sur les effets sur la concurrence; la Loi pourrait toutefois prévoir une telle sauvegarde.

5. Conclusions

1. Un examen des indicateurs généraux de la concurrence dans le secteur du raffinage depuis 35 ans, compte tenu de l'ampleur des investissements et des risques en cause, laisse entendre que, dans l'ensemble, le secteur a été raisonnablement concurrentiel. On comprendra que la concentration a été assez élevée; toutefois, l'évolution du rang des entreprises à l'échelle régionale, surtout à cause des nouvelles implantations, donne à croire que les forces du marché ont pu agir de manière fort dynamique. Le dossier des implantations et des retraits au cours de la période confirme cette conclusion. Cependant, de récentes augmentations de la concentration et la baisse substantielle de la demande après 1980, qui rend l'implantation fort difficile, incitent à faire preuve de prudence à l'avenir. Le secteur canadien du raffinage a profité d'un apport constant de nouveaux investissements et des fermetures survenues ces dernières années, dans le cadre d'une adaptation normale d'une industrie à un milieu économique en évolution. Les fermetures ne semblent pas incompatibles avec le sain exercice des forces du marché. Le processus de rationalisation soutenu qu'on a pu observer au cours des 35 dernières années, à mesure que les vieilles raffineries fermaient et que la capacité augmentait, a donné lieu à un accroissement de la taille moyenne des raffineries et à une baisse des coûts unitaires de production. La géographie du Canada et la taille relativement petite de son marché intérieur imposent des limites à la taille des raffineries et aux économies qui peuvent être réalisées par la construction de raffineries encore plus grosses.

2. Bien que la Commission ne soit pas en mesure d'évaluer directement l'empressement que le secteur du raffinage a démontré envers l'utilisation de nouvelles technologies afin de réaliser des économies en matière de production, certains indices permettent de conclure qu'il n'existe pas d'entraves ou de restrictions particulières à cet égard. Le

secteur du raffinage semble avoir joui continuellement de l'apport d'investissements importants pour le perfectionnement des installations et pour la construction de raffineries utilisant les techniques de pointe.

3. Les accords d'approvisionnement entre raffineurs, peu importe qu'ils soient de longue durée et réciproques, facilitent l'adaptation structurelle du secteur du raffinage pour lui permettre de réagir aux nouvelles pressions et de tirer parti des nouvelles occasions. Ils peuvent réduire le risque et les coûts que comporte l'augmentation ou la réduction de la capacité de production ou, en d'autres mots, favoriser tant l'implantation que le retrait.

4. Bien que la préférence accordée aux ententes réciproques puisse à l'occasion hausser les coûts d'implantation des raffineurs régionaux et favoriser l'intégration verticale, le dossier des implantations donne à croire que les entraves n'ont pas été suffisantes pour justifier des mesures correctives visant à interdire de tels accords. L'amélioration de l'efficacité que connaissent les autres parties à de tels accords compense les coûts d'implantation supplémentaires. Ces conclusions sont beaucoup moins évidentes dans un milieu à croissance lente ou nulle.

5. Les preuves détaillées relatives à certains accords d'approvisionnement entre raffineurs révèlent sans équivoque que chacun ne conclut habituellement de telles ententes qu'afin de conserver et d'améliorer sa propre situation concurrentielle par rapport au reste de l'industrie, même si cela suppose l'amélioration de la situation concurrentielle de l'autre partie. Il se peut aussi que des entreprises qui ne sont pas parties à l'accord en profitent dans la mesure où celui-ci favorise une réduction de la capacité du genre de celle qui surviendrait à l'occasion d'une fusion.

6. La nature et la portée des accords d'approvisionnement entre raffineurs, y compris le degré élevé de réciprocité et la durée prolongée de certains des accords, ne donnent pas lieu à des problèmes de concurrence qui appellent des interdictions générales ou des approbations préalables comme l'a recommandées le Directeur. De tels accords ne sont pas de nature à stabiliser les parts du marché ou à nuire à l'approvisionnement des fournisseurs non intégrés, et tel n'est pas leur effet. Il importe cependant de distinguer les éléments essentiels de l'accord et les conditions accessoires que pourraient renfermer certains accords précis. Si un accord particulier, entre raffineurs ou qui que ce soit d'autre, devait restreindre de quelque façon que ce soit la distribution du produit faisant l'objet des approvisionnements, ou donner lieu à un partage du marché, ou limiter de quelque façon que ce soit l'approvisionnement ou les conditions d'approvisionnement de tiers, ou engager une des parties à limiter les approvisionnements ou comporter tout autre type de mesures

d'exclusion, les règles et procédures prévues par la *Loi relative aux enquêtes sur les coalitions* qui s'appliquent également à toutes les industries devraient permettre de remédier à la situation. A cet égard, la Commission fait cependant des recommandations au sujet de la nature de l'obligation d'approvisionner d'un fournisseur.

7. Dans l'intérêt public, il faudrait prévoir un mécanisme d'examen public en vertu duquel les éléments pertinents de tout geste posé ou entente conclue, par qui que ce soit, qui limiteraient substantiellement la concurrence puisse être interdit même lorsqu'il ne s'agit pas d'une pratique courante ou que ses intentions ou objectifs ne sont pas anticoncurrentiels. Ce concept est repris et développé plus longuement au chapitre concernant les conclusions et les recommandations.

8. On devrait signaler au Directeur tout accord d'approvisionnement de produits entre raffineurs d'une durée de plus de cinq ans, y compris les accords en vigueur dont l'échéance surviendra dans plus de cinq ans.

XI

Le commerce des produits pétroliers : l'option «importation»

1. Introduction

Le commerce international des produits pétroliers, tout particulièrement les importations, a énormément d'importance puisque le pouvoir commercial dépend largement du degré d'intégration des marchés nationaux et étrangers. La relation entre le secteur aval de l'économie nationale et les marchés étrangers soulève plusieurs questions. Certains obstacles étatiques au commerce peuvent-ils être supprimés? D'autres obstacles, non gouvernementaux, peuvent-ils être réduits? L'ouverture de l'industrie nationale à la concurrence étrangère est-elle suffisante pour garantir la permanence d'une pression concurrentielle rendant inutile toute autre mesure visant à redresser le comportement ou la structure de l'industrie, et, dans la négative, cette ouverture peut-elle être accrue? Le présent chapitre ne peut répondre adéquatement qu'à la première question. Les autres, qui concernent la structure de l'industrie nationale et sont abordées dans d'autres chapitres, ne sont traitées ici que partiellement.

Les événements de ces dernières années ont beaucoup accru l'importance de l'option «importation» en tant que moyen de contenir le pouvoir des raffineurs nationaux sur le marché. La régression des ventes de produits pétroliers de 1979 à 1984 a entraîné la fermeture d'un certain nombre de raffineries. Jointe aux diverses acquisitions survenues dans l'industrie, cette situation a suscité une plus grande concentration dans le secteur du raffinage et une majoration du taux d'utilisation de la capacité de raffinage. D'elles-mêmes, de telles transformations ont tendance à réduire la pression concurrentielle sur le marché intérieur. Quoique certaines fermetures et acquisitions peuvent être dans l'intérêt public dû aux économies compensatrices ou à d'autres avantages qui en résultent, elles ont aussi l'effet d'augmenter l'importance accordée aux autres méthodes utilisées pour promouvoir la concurrence.

Depuis toujours, les principaux importateurs d'essence et de mazout léger ont été, outre les raffineurs, les exploitants de terminaux. Ceux-ci, sans lesquels l'option «importation» ne peut jouer pleinement, sont décrits dans la seconde partie du présent chapitre, après une étude des restrictions commerciales imposées par l'État. Connaître les caractéristiques structurelles du secteur des terminaux permet de mieux comprendre les conditions dans lesquelles l'option «importation» est susceptible de donner des résultats et de déterminer si des interventions à caractère autre que commercial se révèlent nécessaires.

2. L'effet des restrictions gouvernementales sur l'importation et l'exportation de produits

Comme on l'indique au tableau 1, les importations de produits pétroliers ont constitué une importante source d'approvisionnement interne au cours des années 1960. Elles étaient presque toutes destinées à l'Est du Canada et, dans le cas du fuel lourd, à la côte ouest. Leur importance tenait au caractère favorable des prix internationaux et à l'incapacité pour le marché national de produire assez de fuel. La situation devait se renverser au début des années 1970, la construction de nouvelles raffineries et l'expansion des raffineries existantes ayant donné lieu à un accroissement de l'approvisionnement interne et à une capacité d'exporter. Après 1972, à mesure que la tension s'intensifiait sur les marchés internationaux de pétrole brut, sous l'influence d'une raréfaction de l'offre et de l'inquiétude que cette situation provoquait, les marchés internationaux des produits pétroliers suivirent la tendance. Au Canada, les importations d'essence et de fuel léger devaient alors atteindre un très bas niveau.

Au cours des années 1960, le volume des exportations de produits pétroliers est demeuré négligeable, ne représentant, en moyenne, que 8 p. 100 du volume des importations. Les importations commencèrent à diminuer au début des années 1970, tandis que les exportations augmentaient rapidement. En 1973 un équilibre approximatif s'était établi entre les deux. Si l'on tient compte de la totalité de la période allant de 1974 à 1984, le niveau des exportations a été deux fois plus élevé que le niveau des importations; il lui a été supérieur chaque année. Au cours de cette période, les exportations ont représenté en moyenne environ 6,5 p. 100 de la consommation apparente de pétrole brut au Canada, soit un niveau d'une importance plus que marginale pour le bilan de l'industrie.

Pendant les années visées par le tableau 1, l'importance des barrières tarifaires et non tarifaires a varié. Un tarif canadien de 0,01$ par gallon d'essence a été en vigueur jusqu'en 1974. Il se peut que ce tarif ait majoré

Tableau XI-1

Importations de produits — 1960 à 1985

	Essence	Fuel léger*	Fuel lourd	Tous les produits
		(en milliers de mètres cubes)		
1960	168	2 213	2 179	5 279
1961	117	1 982	1 627	4 718
1962	95	1 736	2 137	4 778
1963	314	1 696	2 389	5 194
1964	328	2 068	3 592	6 961
1965	311	2 994	4 910	9 374
1966	408	2 686	5 066	9 485
1967	673	2 990	5 604	10 844
1968	715	3 984	5 475	11 832
1969	755	3 324	5 825	11 880
1970	857	3 120	5 852	11 419
1971	651	2 419	4 749	8 861
1972	471	2 374	4 098	8 247
1973	21	886	3 747	6 081
1974	3	435	2 408	4 150
1975	5	258	1 168	2 327
1976	7	164	1 320	2 093
1977	—	214	2 069	3 322
1978	2	84	1 864	3 001
1979	79	164	704	1 238
1980	176	99	1 111	2 521
1981	119	239	1 198	2 512
1982	27	39	1 616	2 628
1983	491	712	975	3 158
1984	516	1 856	1 013	5 286
1985	925	1 125	1 063	5 000

* Comprend le kérosène, le mazout domestique, le carburant diesel, et les fuels nos 2 et 3.

Source: Statistique Canada, *Produits pétroliers raffinés* éd. de janvier (nº de cat. 45-004).

légèrement les prix nationaux, mais il n'était pas assez élevé pour sensiblement restreindre les importations. Parmi les autres programmes gouvernementaux qui ont influé sur le volume des importations de 1960 à 1984, on retrouve les restrictions volontaires sur l'acheminement des produits vers l'ouest, au-delà de la ligne établie par la PPN, jusqu'en 1970, année où fut introduit le régime de contingentement obligatoire applicable à ces mouvements d'essence. Cependant, il semble que ces restrictions volontaires aient eu peu d'effets sur les revendeurs indépendants. Il y a probablement eu

une augmentation dans le volume de leurs livraisons de produits pétroliers vers l'ouest, au-delà de la ligne de démarcation, afin de profiter des prix plus élevés qui se pratiquaient en Ontario. Toutefois, le contingentement obligatoire a restreint effectivement les mouvements vers l'Ouest de l'essence d'origine indigène et étrangère au-delà de la ligne de démarcation. L'intérêt de ces déplacements a diminué après peu de temps et celui-ci a disparu lorsque les prix internationaux du brut et des produits pétroliers ont augmenté.

Le volume des importations de produits pétroliers s'est aussi résorbé par suite de l'adoption d'une autre mesure du gouvernement fédéral qui a créé un écart entre l'indemnisation des importations de produits pétroliers et celle dont bénéficiaient les importations de pétrole brut. Cet écart, qui a pris effet au cours du deuxième trimestre de 1974, est demeuré en vigueur, sous une forme différente, lorsque la méthode de détermination du taux d'indemnisation a été modifiée, en juin 1975. La première différence semble avoir eu pour effet de réduire le taux d'indemnisation applicable à l'élément «produits» de l'indemnisation des importations, la ramenant à 75 p. 100 de celle qui était accordée aux importations de pétrole brut, élément «transport» non compris[1]. La seconde différence — et c'est sur celle-ci qu'a surtout porté la preuve soumise à l'enquête — a pris la forme d'une indemnisation forfaitaire de 1,50 $ le baril. Selon les représentants d'EMR:

> Cette différence a été appliquée à toutes les catégories de produits jusqu'en février 1978. D'abord réduite ou supprimée dans le cas de catégories précises, elle a ensuite été totalement éliminée en juillet 1979.

On trouve l'explication suivante dans un exposé d'EMR qui a été déposé devant la Commission:

> l'écart devait protéger l'industrie canadienne du raffinage à un moment où les prix des produits pétroliers étaient plus bas que les prix du brut.

Au cours de son témoignage, M. Priddle, sous-ministre adjoint, Pétrole, ministère de l'Énergie, Mines et Ressources et vice-président de l'Office des indemnisations pétrolières, a expliqué plus longuement les motifs pour lesquels cet écart a été créé. Il a déclaré que cette mesure cadrait avec une politique antérieure visant à protéger l'industrie du raffinage et que l'augmentation de la capacité de raffinage au Canada, observée au début des années 1970, signifiait qu'il n'était plus nécessaire d'importer pour satisfaire la demande canadienne. Garantir la sécurité de l'approvisionnement en

1. L'indemnisation devait couvrir les coûts du produit pétrolier (ou du brut) et les coûts du transport, chacun étant calculé séparément.

produits constituait une autre raison de protéger l'industrie du raffinage. Selon la société Impériale, le gouvernement voulait d'abord protéger les raffineries implantées dans l'Est du Canada et dont les exportations vers les États-Unis avaient sensiblement diminuées.

En réalité, cet écart a bel et bien créé un très haut niveau de protection qui a réduit sensiblement la possibilité des exploitants de terminaux de faire l'importation des produits[2]. La valeur ajoutée par raffinage fournit une estimation du coût du raffinage qui comprend le rendement du capital investi à l'époque et exclut le coût du pétrole brut. En 1975, la valeur ajoutée par baril était de 1,23 $, somme sensiblement moins élevée que la différence d'indemnisation des importations (1,50 $), laquelle, si l'on en juge d'après cette comparaison, peut très bien être qualifiée de tarif prohibitif.

Quelle qu'ait été la situation lorsque cet écart a été fixé pour la première fois, la preuve soumise par les représentants d'EMR semble démontrer qu'il est loin d'être évident que son absence aurait entraîné une augmentation appréciable du volume des importations. Interrogé sur les effets pratiques de cet écart, M. Priddle a répondu qu'on ne pouvait les déterminer que grâce à une comparaison entre les prix de gros des produits nationaux et importés, au cours de la période en question, et qu'en tenant compte de divers obstacles à l'importation tels que le risque d'une évolution des prix. M. Priddle a déclaré:

> Si l'écart de 1,50 $ n'avait pas existé, je ne suis pas certain que le volume des importations aurait été très élevé ou que la situation des fournisseurs non-raffineurs aurait été meilleure.
>
> . . .
>
> Je crois que la différence entre les taux d'indemnisation peut parfois avoir empêché les fournisseurs non-raffineurs d'importer, mais cela n'a pas été toujours le cas. Il est toutefois très difficile d'en venir à une conclusion sur cette question parce qu'il faut tenir compte de facteurs plus complexes que de simples comparaisons de prix.

M. Pierre Sénécal, président de Caloil Inc. de 1963 à la fin des activités de la société et à la vente de ses avoirs en 1979, estimait que cette évaluation générale était assez juste. Il a toutefois indiqué que l'écart avait eu un effet dévastateur sur sa société puisqu'il l'avait empêchée d'importer et rendue vulnérable à la raréfaction des produits et aux prix plus élevés que pratiquaient les raffineurs canadiens. Depuis 1973, la firme Caloil appartenait à la société américaine Charter Oil, propriétaire d'une raffinerie aux Bahamas

2. Les industriels consommateurs de mazout lourd de la côte ouest et les raffineurs se trouvaient dans une position différente. Les premiers devaient tenir compte de la disponibilité des produits nationaux, tandis que les seconds pouvaient juger avantageux de recourir à l'importation pour compléter leurs stocks de produits pétroliers.

et distributrice de produits pétroliers en Nouvelle-Angleterre. Le témoignage de M. Sénécal concernant les présumées difficultés d'approvisionnement de la société Caloil sera examiné plus à fond dans une autre section. Le point qu'il convient de retenir ici, c'est que, de l'avis de M. Sénécal, la différence de 1,50 $ entre les taux d'indemnisation a compté pour beaucoup dans les difficultés qu'a éprouvées sa société à négocier, pour ses produits pétroliers, des prix qui lui auraient permis de demeurer rentable.

Les efforts qu'a déployés l'Association des exploitants de terminaux indépendants (Independant Terminal Operators Association) à compter de l'automne de 1975 et pendant les 18 mois suivants, en vue de convaincre le gouvernement de modifier sa politique concernant l'écart de 1,50 $, se sont révélés vains et ont été finalement abandonnés. Cette association regroupait les sociétés suivantes: Caloil Inc., Canadian Fuel Marketers, Elf Hydrocarbures du Québec, Metropolitan Petroleum, Murphy Oil et Natomas of Canada Ltd. Il sera de nouveau question de ces sociétés plus loin.

Lorsque l'écart entre les taux d'indemnisation a été supprimé en juillet 1979, il a été remplacé par l'octroi fédéral de licences d'importation de fuel lourd par l'ONE.

Les interventions de l'État ont parfois des effets qui se prolongent au-delà de leur période d'application. La stratégie à long terme des acheteurs nationaux et, par conséquent, leurs rapports avec les raffineurs varient selon que ces acheteurs croient ou non que les importations sont une source viable d'approvisionnement. Les acheteurs se font une opinion en interprétant les tendances probables des prix nationaux et internationaux, en évaluant la stabilité ou non des règles concernant l'importation de produits, lorsque celle-ci devient une solution de remplacement avantageuse par rapport à l'approvisionnement sur place.

D'avril 1982 à la libération des prix du pétrole brut, survenue en juin 1985, les règles utilisées pour déterminer le taux d'indemnisation des importations ont eu un effet négatif involontaire sur l'importation (et la réexportation) des produits pétroliers. Jusqu'à avril 1982, la norme mensuelle d'indemnisation était annoncée avant le mois auquel l'indemnisation s'appliquait. Après cette date, et de manière à aligner la norme d'indemnisation sur les prix des importations pour le mois en question, la norme d'indemnisation (déterminée par les prix des divers types de brut importés) applicable à un mois donné était annoncée à la fin du mois suivant. En raison des variations dans les prix du brut et dans les types de brut importés, les niveaux d'indemnisation fluctuaient parfois beaucoup d'un mois à l'autre, ce qui accroissait les risques auxquels étaient exposés les importateurs de produits.

Avant août 1982, l'interprétation des règles régissant l'indemnisation des importations ne favorisait pas les importations par camion en provenance des États-Unis. Apparemment par souci de «commodité administrative», le Programme d'indemnisation avait été conçu de manière à indemniser uniquement le transport par mer. En conséquence, les personnes ou sociétés désireuses d'importer auraient été tenues de déposer une demande d'indemnisation spéciale, sans être assurées de pouvoir l'obtenir. Le système a été modifié de manière à assurer une indemnisation analogue des produits importés par camion, à peu près à l'époque où les renseignements disponibles sur les prix à la raffinerie en vigueur des deux côtés de la frontière ont laissé voir que l'importation devenait rentable. Afin de respecter les règles sur l'importation du pétrole brut et des produits pétroliers par d'autres moyens de transport, le coût du transport des importations par camion jusqu'à la frontière canadienne a aussi été indemnisé. Cette mesure a supprimé en partie l'un des importants obstacles à l'importation de produits: le coût de leur transport jusqu'au marché.

Les programmes du gouvernement américain ont aussi eu beaucoup d'influence sur la source, et peut-être sur le volume, des importations de produits raffinés par le Canada. Jusqu'au moment où les États-Unis ont cessé de contrôler le prix du brut, ce pays n'avait pas été une source importante de produits importés au Canada, et ceci avait été le cas durant les 25 années précédentes. Pendant la première partie de cette période, il était très coûteux d'y acheter des produits puisque ce faisant, on restreignait la quantité de brut étranger moins cher qui pouvait être importé. Après 1973, le prix du brut indigène américain a été maintenu au-dessous des niveaux mondiaux, et les exportations de produits ont été restreintes afin de ne pas subventionner les consommateurs étrangers.

Jusqu'à très récemment, les programmes du gouvernement canadien et leurs fréquentes modifications ont influé d'une manière ou d'une autre sur les décisions relatives à l'importation de produits raffinés. Il n'est pas vain de croire qu'une confiance accrue dans la stabilité et la neutralité de l'environnement gouvernemental, en ce qui concerne l'importation de produits pétroliers, permette à l'option «importation» d'exercer une plus grande influence sur les rapports particuliers à l'offre interne et sur la concurrence qui a cours au Canada. Il importe de reconnaître, par ailleurs, le rôle prédominant que l'instabilité des marchés internationaux du brut et des produits pétroliers et celle des marchés nationaux du gros et du détail ont joué dans la détermination du volume des importations de produits pétroliers.

L'obligation faite aux vendeurs, avant la passation de l'Accord de l'Ouest, de faire approuver leurs exportations par l'ONE a pu faire obstacle aux ventes à l'exportation, particulièrement dans le cas des ventes au jour le jour,

lesquelles nécessitent des vendeurs une réaction très rapide aux fluctuations du marché. La Commission croit savoir que l'ONE a réglé ce problème selon les conditions existantes du marché en établissant un processus d'autorisation préalable.

Une taxe variable imposée sur les produits exportés, qui devait en aligner les prix sur les prix internationaux du brut et non sur les prix, moins élevés, pratiqués au Canada, a pu également influer sur le volume des exportations. Toutefois, la libération des prix du brut survenue en juin 1985 est venue supprimer cette taxe. Les exportateurs ont connu des problèmes lorsque la taxe à l'exportation est devenue trop élevée par rapport aux conditions du marché et a ainsi rendu non concurrentielles les exportations canadiennes. Comme il ne fallait pas s'attendre que la taxe reflète de façon tout à fait précise les conditions du marché, l'objet de cette taxe — empêcher la subvention des exportations — ne pouvait que s'opposer au souci qu'avait le gouvernement de ne pas imposer aux exportateurs canadiens un désavantage qu'ils ne connaîtraient pas sur un marché libre. Pour savoir si la taxe a nui aux exportations ou les a favorisées, il faut déterminer si les fonctionnaires du gouvernement ont accordé plus d'importance aux problèmes qui sont à l'origine de la taxe qu'à l'objectif qui consistait à appuyer les exportations ou à faire au moins en sorte que les exportateurs ne se retrouvent pas placés dans une position désavantageuse.

3. Les importateurs de produits

Les principaux importateurs de produits sont les raffineurs, les exploitants de terminaux et les gros consommateurs de fuel lourd qui utilisent eux-mêmes les produits qu'ils importent. Les produits importés par les raffineurs sont habituellement les plus nombreux, car le raffinage du pétrole nécessite des produits aux caractéristiques diverses. La production d'un produit ne peut être accrue ou réduite sans affecter la production d'autres produits. Compte tenu de l'équilibre entre l'offre et la demande sur les divers marchés de produits pétroliers, il peut se révéler plus économique pour un raffineur d'en importer des types particuliers. Les exportations offrent des avantages semblables aux raffineurs en leur permettant d'accroître leur production de certains produits tout en sachant qu'ils obtiendront un meilleur prix pour des sous-produits exportés que pour l'excédent qu'ils voudraient écouler sur des marchés canadiens.

Les fournisseurs indépendants ont également importé par camion-citerne un volume limité de produits au cours des années 1950 et ces dernières années. Comme il a été expliqué ci-dessus, le Canada n'a pas importé tellement de produits des États-Unis dans l'intervalle. C'est probablement

Tableau XI-2

Importations totales d'essence, de distillats moyens et de fuel lourd des États-Unis et d'autres endroits, et pourcentages de produits importés par des non-raffineurs, de 1982 à 1984

	1982	1983	1984
	(en mètres cubes, accompagnées du pourcentage entre parenthèses)*		
Essence			
Des É.-U.	20 766,5 (25,1)	260 637,6 (5,3)	109 138,9 (34,6)
D'ailleurs	39 569,7 (0)	297 317,4 (0)	480 789,6 (0)
Total	60 336,2 (8,6)	557 955,0 (2,5)	589 928,5 (6,4)
Distillats moyens**			
Des É.-U.	0 (0)	229 648,7 (14,2)	992 385,9 (20,6)
D'ailleurs	111 432 (0)	391 853,7 (38,0)	1 363 138,2 (18,8)
Total	111 432 (0)	621 502,4 (29,2)	2 355 524,1 (19,6)
Fuel lourd			
Des É.-U.	674 284,6 (84,2)	458 695,3 (82,0)	366 415,6 (79,4)
D'ailleurs	871 443,4 (94,6)	680 240,4 (63,7)	680 583,3 (74,5)
Total	1 545 728,0 (90,1)	1 138 935,7 (71,0)	1 046 998,9 (76,3)

* Les pourcentages renvoient au volume de produits importés par des non-raffineurs par rapport à l'ensemble des produits importés. Les volumes totaux d'importations du tableau 2 ne correspondent pas tout à fait à ceux du tableau 1, car les données qui ont servi à la préparation du tableau 2 ont été calculées à partir des règles applicables au paiement d'indemnisation des importations.

** Le pourcentage de distillats moyens importés par des indépendants a été surévalué du fait que la société Pittston Petroleum, acquise par Ultramar en mai 1983, a été classée parmi les indépendants dans la répartition des importateurs établie par EMR.

Source: Données fournies à la Commission par Énergie, Mines et Ressources.

par camion-citerne qu'a été importé des États-Unis le volume limité d'essence acheté depuis 1982 (voir le tableau 2) par les fournisseurs indépendants. Toutefois, un nombre limité de marchés canadiens sont accessibles à cette forme d'approvisionnement de gros, le transport par route des produits pétroliers étant le plus dispendieux. Le volume des importations d'essence par les non-raffineurs, au cours des cinq premiers mois de 1985, au moment où la libération des prix du brut est venue mettre un terme au Programme d'indemnisation des importations, était un peu plus élevé que le volume relevé à la même période au cours de l'année précédente. Durant cette période, soit pour la première fois au cours des années 1980, des non-raffineurs ont importé quelques quantités d'essence au Québec et de distillats moyens en Ontario.

4. Les exploitants de terminaux

Le nombre et le niveau d'activité des exploitants de terminaux ont obéi aux fortes fluctuations des importations de produits indiquées au tableau 1. Au cours des années 1960[3], on a dénombré jusqu'à sept exploitants de terminaux maritimes non-raffineurs en activité. Aujourd'hui, Motoco Petroleum Inc. de Montréal est le seul exploitant de terminal maritime dont les activités d'aval soient suffisantes pour lui permettre d'importer du fuel léger et de l'essence. Quant à la société Universal Terminals Ltd., de Cornwall, son volume de ventes de fuel léger ainsi que sa capacité de stockage sont assez élevés pour qu'elle importe ce produit. Charter Oil est une troisième société qui dispose d'une capacité de stockage considérable sans toutefois posséder aucune installation de raffinage au Canada. Son terminal de Montréal semble servir principalement au transit de fuel lourd à destination de l'État de New York.

Les sociétés qui exploitent des terminaux doivent pouvoir compter sur des volumes de vente de gros ou de détail considérables. Cela signifie soit que ces marchés doivent être généralement accessibles (c'est-à-dire qu'ils ne doivent pas faire l'objet d'une intégration verticale ni être liés par des contrats), soit que l'exploitant de terminal doive s'assurer un volume de ventes stable. Ainsi, lorsqu'un secteur est déjà frappé d'un fort taux d'intégration verticale, les exploitants de terminaux risquent d'être soumis aux mêmes pressions d'intégration verticale que les raffineurs. Les pressions sur l'exploitant de terminal sont toutefois un peu moins fortes, en raison des montants moins élevés en jeu dans le cas de l'exploitation de terminaux et en raison de la possibilité de faire des ventes à l'exportation par le fournisseur non-intégré aux marchés américains du Nord-Est des États-Unis.

Les économies d'échelle réalisées par les exploitants de terminaux s'expliquent du fait que les coûts des réservoirs et de leur entretien n'augmentent pas aussi rapidement que la capacité de stockage. En outre, des coûts probablement relativement fixes sont liés à l'exploitation d'un terminal dont la capacité peut varier sensiblement. Toutefois, aucune économie d'échelle n'a pu être démontrée.

Le fuel lourd est entreposé dans un réservoir isolé et chauffé. Les réservoirs d'essence doivent être dotés d'un toit flottant et coûtent relative-

---

3. Canadian Fuel Marketers, Caloil Inc., Murphy Oil, Natomas of Canada Ltd., Metropolitan Petroleum, Roy-L Canadian Fuels et Anglin Fuels. Il faut également mentionner la société Ultramar qui, après avoir mis sur pied des réseaux de distribution en vue de l'ouverture de sa raffinerie à St-Romuald en 1971, était devenue l'un des plus gros importateurs de produits pétroliers.

ment cher. Les réservoirs de fuel léger et de carburant diesel sont les moins chers parce qu'ils ne nécessitent pas de ce dispositif spécial[4]. Ils peuvent être également modifiés de façon à servir au stockage d'autres produits, tels que des produits chimiques. D'après M. W. Kaneb, de Motoco Petroleum Inc., le coût de remplacement d'un réservoir de 142 millions de litres pouvant emmagasiner divers produits pétroliers serait d'environ 0,09 $ à 0,10 $ par litre (15 $/baril). Il n'existe toutefois aucun élément de preuve quant à la valeur de revente des installations existantes qui, normalement, devrait être moindre en raison de l'existence d'une capacité considérable de réservoirs inutilisés.

La principale caractéristique économique de l'exploitation d'un terminal (tout comme l'exploitation d'une station d'essence en libre-service) tient au fait que, pour tout terminal d'une taille donnée, la plupart des coûts — exception faite du coût des produits — sont fixes, quel que soit le chiffre d'affaires. En outre, les frais financiers par terminal, bien qu'ils ne soient pas fixes, diminuent rapidement lorsque le chiffre d'affaires augmente et contribuent à faire fluctuer considérablement les coûts totaux moyens en fonction du débit.

Comme l'ont fait remarquer un certain nombre de témoins, les exploitants de terminaux pouvaient bénéficier des avantages liés à l'importation sans avoir vraiment à importer des quantités considérables de produits. Ce qui importait, c'était d'avoir la capacité d'importer, étant donné que celle-ci était susceptible d'inciter les raffineurs canadiens à offrir des prix plus intéressants.

Le ministère de l'Énergie, Mines et Ressources estime qu'une pleine cargaison de bateau contient au minimum environ 16 millions de litres. Les volumes de vente d'essence par point de vente indépendant à Montréal s'élèvent à environ 2 millions de litres par année. Un exploitant de terminal qui importe quatre cargaisons par année, ce qui représente probablement la quantité minimum pour que l'essence convienne à chaque saison, aurait besoin que 32 détaillants d'essence viennent s'approvisionner chez lui.

Les importateurs éventuels doivent aussi compter sur la clientèle de gros consommateurs de mazout. En 1982, Sipco, l'un des principaux fournisseurs indépendants de fuel léger en Ontario, a vendu environ 90 millions de litres de ce produit dans l'année, soit l'équivalent d'un peu plus de cinq pleines cargaisons de 16 millions de litres.

---

4. Lorsqu'un colorant est ajouté à un distillat moyen afin de le différencier d'un carburant diesel — qui est frappé d'une taxe routière — le distillat en question doit être entreposé dans un réservoir distinct.

Un examen rapide des sociétés qui, jusqu'à tout récemment, disposaient de terminaux maritimes, suffit pour qu'on comprenne à quel point il était important pour ces sociétés de s'assurer des débouchés stables, et comment la propriété et l'accessibilité des terminaux maritimes ont évolué pour en arriver à la situation actuelle.

Murphy Oil — Cette société est l'une des diverses sociétés qui, dans les années 1950, sont venues s'implanter dans le secteur de la vente au détail au Québec et en Ontario, en vue de profiter du prix intéressant du brut étranger qui y était écoulé. Elle avait exploité une chaîne de stations sous l'enseigne «Spur»; en 1980, ses stations ontariennes étaient acquises par Turbo, tandis qu'en 1983, celles du Québec passaient aux mains d'Ultramar. Murphy Oil s'était auparavant départie de son réseau de distribution de mazout en gros et au détail. Elle a aussi conclu plusieurs accords de traitement avec des raffineurs canadiens et faisait aussi parfois affaires avec des importateurs.

En avril 1983, les témoins de Murphy Oil ont affirmé que les importations ne constituaient pas une formule d'approvisionnement privilégiée à cette époque pour les trois raisons suivantes:

a) parce que la possibilité d'une intervention gouvernementale dans ce secteur commercial suscitait beaucoup d'incertitudes;

b) parce que les contraintes du climat canadien posaient des problèmes au niveau de la qualité de l'essence sans plomb;

c) parce que la nécessité de s'approvisionner sur des marchés spot pour respecter des contrats de ravitaillement à long terme était un facteur d'insécurité puisque les prix mondiaux n'étaient que très rarement et très faiblement inférieurs aux prix pratiqués au Canada.

Canadian Fuel Marketers (CFM) — Cette société a été constituée à la suite de la fusion de plusieurs distributeurs de mazout. Dépendant essentiellement d'approvisionnements importés, elle est devenue un important fournisseur de fuel au cours des années 1960. Royal Dutch Shell, qui en a fait l'acquisition en 1969, l'a vendue en 1979 à Ultramar.

Natomas of Canada, Ltd. — Les opérations de cette société viennent d'être achetées par Motoco Petroleum Inc., dont il est question ci-après.

Natomas était une filiale en pleine propriété de Natomas Company of California qui exerce son activité dans plusieurs secteurs de l'industrie pétrolière. Elle a été mise sur pied au Québec en 1965. Elle a acheté des points de vente (Premium Oil, en Ontario, en 1965, et Independent Gas Stations ou IGS, au Québec, en 1966) en vue d'écouler la production d'une nouvelle raffinerie créée par sa société mère à Antigua.

En 1968, Natomas a construit à Québec un grand terminal qui a servi au stockage d'importations provenant d'Antigua et, à l'occasion, de cargaisons spot envoyées par l'entremise de courtiers de New York. Elle a aussi effectué des achats auprès de plusieurs raffineurs canadiens, au moyen de contrats à court terme. En 1972, Natomas a constaté qu'il lui était plus avantageux de s'approvisionner au Canada et a donc opté pour des contrats à long terme avec des raffineurs canadiens.

Dans un témoignage présenté à la fin de 1983, M. M. Chevalier, président de Natomas of Canada, a indiqué que les guerres de prix avaient rendu trop risqués, depuis 1982, les achats à court terme ou au voyage effectués auprès de sociétés canadiennes ou étrangères. Les deux principaux fournisseurs de Natomas, Shell et Impériale, lui ont fourni un soutien des marges bénéficiaires dont les détails sont examinés au chapitre XVI.

L'instabilité des prix de détail depuis 1982 a ralenti considérablement l'importation de produits pétroliers, même durant des périodes où une comparaison entre les prix de gros affichés au Canada et à l'étranger révèle qu'il aurait pu être avantageux d'importer. Une telle comparaison ne tient pas compte du risque que prend l'importateur, qui ignore le prix de détail auquel le produit sera finalement vendu.

A la suite de l'acquisition de Premium Oil, Natomas était aussi devenue propriétaire d'un petit terminal situé à Toronto; elle ne s'est toutefois pas servi de cette installation de stockage, parce qu'il lui coûtait moins cher de venir chercher le produit chez le raffineur qui l'approvisionnait. Elle a également obtenu, à la suite de son acquisition de la société DX en 1979, un vaste terminal situé à Oshawa où, au cours de l'été, la société emmagasinait du mazout envoyé de Sarnia. Compte tenu de son emplacement, on imagine que ce terminal pourrait servir au stockage de produits importés provenant de raffineries et de terminaux situés dans la région des Grands Lacs s'il devait se révéler avantageux d'agir ainsi en raison des écarts de prix.

En 1982, Natomas était le propriétaire-exploitant de 70 stations IGS au Québec, et de 33 stations DX en Ontario. Elle approvisionnait de plus environ 56 points de vente indépendants, dont 26 arboraient l'enseigne IGS ou DX. Enfin, Natomas a ravitaillé en mazout des fournisseurs indépendants et des distributeurs au détail de la région d'Oshawa, qui faisaient partie de l'actif acheté de DX.

Motoco Petroleum Inc. — M. Wilfred Kaneb est l'actionnaire principal de Motoco Petroleum. Avant la mise sur pied de Motoco, survenue en 1981 à la suite de l'acquisition d'Elf Hydrocarbures du Québec de la Société Nationale Elf Aquitaine, société française, M. Kaneb avait fait affaires

pendant un certain nombre d'années dans le secteur de la distribution des produits pétroliers. Tout d'abord fournisseur de mazout, il a été propriétaire de la société Metropolitan Petroleum de 1964 à 1980, pour la vendre alors à Pittston Petroleum des États-Unis (dont Ultramar s'était par la suite portée acquéreur en 1983). Les produits offerts par Metropolitan étaient essentiellement du fuel lourd et, dans une moindre mesure, du fuel léger. Jusqu'en 1973, environ la moitié des ventes de cette société ont été réalisées dans l'État de New York. Plusieurs exploitants de terminaux, tels que CFM, qui étaient très actifs dans le secteur des mazouts, ont également approvisionné cette région.

La société Elf Hydrocarbures, créée vers 1975, était l'un des rares exploitants de terminaux mis sur pied après les années 1950 et 1960. Grâce à l'acquisition de la société Elf, en 1981, M. Kaneb est devenu propriétaire d'un terminal de port en eau profonde à Montréal où pouvaient se rendre des navires trop gros (d'une capacité de 142 millions de litres) pour emprunter la Voie Maritime. Motoco dispose également d'un petit terminal maritime, à Halifax, et de terminaux pour camions-citernes à Saint-Jean, Ottawa et Halifax. Au moment des audiences, Motoco approvisionnait 24 stations d'essence achetées à la société Elf, entre 40 et 50 détaillants indépendants et quelque 12 000 consommateurs de mazout (environ 40 à 50 millions de litres de mazout par année).

M. Kaneb a suivi une ligne de conduite qui consistait à obtenir, en gros, 60 p. 100 de ses approvisionnements en vertu de contrats et le reste sur le marché libre. Il n'a pas renouvelé l'accord sur le traitement dont Elf bénéficiait lorsqu'elle fut acquise parce qu'il préférait acheter ses produits pétroliers.

Quand elle importait de fortes cargaisons, Metropolitan s'organisait souvent pour en vendre une partie aux raffineurs ou à d'autres exploitants de terminaux avant que les navires ne soient déchargés, de façon à devoir en stocker le moins possible.

M. Kaneb a parfois loué de l'espace pour emmagasiner du pétrole, habituellement en tranches d'environ huit millions de litres par réservoir de stockage d'une capacité d'à peu près 24 millions de litres. Il a dit, cependant, qu'il avait refusé d'autoriser de petits exploitants à louer de l'espace en vue d'importer une cargaison partagée, parce que «nous avons une responsabilité à l'égard du marché». Si cette attitude est partagée par les raffineurs qui détiennent la majeure partie de l'espace d'emmagasinage dans les terminaux, la question de l'accès au stockage maritime par les importateurs en puissance pourrait devenir une affaire d'intérêt public.

Universal Terminals Ltd. — Les actions de la société Universal Terminals de Cornwall (Ontario) sont détenues par son président, M. Thomas Kaneb, par la famille Kaneb, et par Ultramar, qui en contrôle la moitié. Le père de M. Kaneb, qui était un détaillant de fuel, a fait l'acquisition des installations du terminal de Shell à Cornwall en 1955, conjointement avec un investisseur «passif». Par la suite, les actions qui n'appartenaient pas à la famille Kaneb ont été vendues à Royal Dutch Shell qui les a cédées à Ultramar en 1979. M. Kaneb a dit qu'il gère l'entreprise sans dépendre aucunement d'Ultramar dont il n'achète que peu de produits pétroliers.

En fait de terminaux, Universal dispose d'une capacité de 125 millions de litres, qui se divise presque également entre le fuel léger et le fuel lourd. Elle possède aussi une capacité de stockage de l'essence d'environ 250 000 litres, ce qui n'est guère plus que ce que l'on trouve dans un très gros débit d'essence au détail. La situation géographique d'Universal lui donne accès au transport maritime de produits pétroliers d'origine locale et étrangère.

Le volume des ventes d'Universal (à peu près 215 millions de litres en 1982) consistait en 60 p. 100 de fuel lourd, 30 p. 100 de fuel léger et 10 p. 100 d'essence. Le fuel lourd était vendu à de gros consommateurs industriels. Le fuel léger était principalement destiné aux particuliers de la région de Cornwall-Brockville, 10 à 15 p. 100 des ventes s'effectuant à d'autres détaillants de mazout. La société exploitait un poste d'essence, vendait de l'essence à deux détaillants indépendants et approvisionnait en essence, en fuel et en carburant diesel ses propres clients agricoles. Quant à ses ventes d'essence, Universal agit plutôt comme un distributeur qu'un exploitant de terminal car l'essence est ramassée au dépôt du raffineur pour ensuite être livrée directement aux clients.

Universal a acheté du fuel léger et du fuel lourd d'un certain nombre de fournisseurs canadiens. Pendant les mois d'été, elle a aussi parfois acheté du fuel au jour le jour lorsque les raffineurs n'avaient pas suffisamment d'espace pour le stocker.

Universal n'a pas importé de fuel léger, mais M. Kaneb a affirmé que son aptitude à le faire constituait un facteur d'importance dans les négociations avec les raffineurs canadiens. La société avait cependant importé plusieurs cargaisons de fuel lourd en 1980 et 1981, parfois conjointement avec Motoco Petroleum à Montréal.

Avant 1974, Universal exportait du fuel lourd dans le Nord de l'État de New York. Elle a repris ses ventes dans cette région dans les années 1980, y rencontrant les difficultés dont on a parlé plus tôt.

Caloil Inc. — Le fondateur de Caloil a démarré dans l'industrie pétrolière comme distributeur de mazout dans les années 1950 avant de devenir distributeur d'essence au début des années 1960. En 1963, la société Caloil louait une installation de terminal de 40 millions de litres à Montréal. Elle a acheté cette installation en 1965 et en a porté la capacité à plus de 200 millions de litres. Caloil a créé une chaîne de stations-service au Québec et dans l'Est de l'Ontario, qui comprenait 130 points de vente en 1976. Environ 45 p. 100 de son volume de ventes se composait de fuel léger et de fuel lourd.

Caloil était également, dans le domaine de l'essence, un important grossiste de l'Ontario; elle en vendait de grandes quantités à Arrow Petroleum et à d'autres indépendants du sud de la province, jusqu'à l'imposition de contingentements, en 1970, sur le mouvement de l'essence vers l'ouest, au-delà de la ligne de démarcation de la PPN. Les ventes d'essence ont atteint un sommet de 568 millions de litres au milieu des années 1960, dont environ 150 millions étaient vendus en Ontario. Caloil s'est opposée avec véhémence aux efforts que déployait le gouvernement pour faire respecter la ligne de démarcation.

M. Sénécal a déclaré qu'il avait eu du mal à obtenir des approvisionnements des raffineurs locaux et de leurs sociétés associées implantées aux Antilles au début des années 1960, ce qui l'avait amené à en chercher en Europe auprès de raffineurs indépendants ou non intégrés[5]. Jusqu'à 1973, environ la moitié des approvisionnements de Caloil étaient importés soit d'Europe, soit des Antilles. Le prix des produits importés se révélait généralement plus avantageux, par une fraction de cent à quelques cents du gallon, que celui des approvisionnements disponibles sur place. Le principal fournisseur de Caloil était en 1974 la Newfoundland Refining Co. Ltd. de Come-By-Chance (Terre-Neuve). Cette raffinerie a fermé ses portes en 1976.

5. Les plaintes des exploitants de terminaux

M. Sénécal a affirmé que l'écart de 1,50 $ par baril, au titre de l'indemnisation des importateurs de pétrole, imposé sur les produits importés avait rendu l'importation «économiquement impossible», et que les raffineurs avaient tiré parti de la situation. Il a raconté sa tentative en vue d'obtenir des approvisionnements en septembre 1976, après que son fournisseur de Terre-Neuve eut fermé ses portes, lorsque plusieurs raffineurs ont déclaré ne

5. Subséquemment, Caloil a été en mesure d'obtenir des produits des sociétés associées de raffineurs canadiens aux Antilles (c'est-à-dire Shell à Curaçao).

pouvoir l'approvisionner et que d'autres ont établi des prix que M. Sénécal a prétendu trop élevés pour permettre à Caloil de faire le moindre profit. Les prix que proposaient, à l'occasion d'appels d'offres publics, des concurrents beaucoup moins importants indiquaient, a-t-il ajouté, que les raffineurs leur faisaient des prix beaucoup plus favorables qu'à Caloil. Le témoignage de M. Sénécal, quant aux difficultés que Caloil a rencontrées, n'a été contredit par aucun autre témoin. Cependant, aucun autre exploitant de terminal ne s'est plaint de traitement discriminatoire de la part des raffineurs.

6. L'option «importation»

La Commission a déjà insisté que la concurrence sur le plan national en profiterait si la faculté d'importer restait la plus entière possible. Il serait également précieux, pour les importateurs de fait et les importateurs en puissance, pour leurs clients et aussi pour les raffineurs d'avoir jusqu'à un certain point l'assurance de pouvoir encore recourir à l'option «importation» à l'avenir. Ce choix faciliterait une gestion prévisionnelle pour négocier leurs approvisionnements et prendre la décision d'investir.

Il va de soi que la Commission reconnaît l'existence d'arguments et de préoccupations qui, dans le domaine du commerce, dépassent la politique de concurrence et auxquels on répondrait mieux dans une perspective politique plus large que celle possible dans les enquêtes menées en vertu de l'article 47. Il y a cependant certains sujets de préoccupation propres à l'industrie pétrolière.

Le déclin prononcé des ventes de produits pétroliers dans les années 1980 a engendré un excédent de la capacité de raffinage dans le monde entier. Cet excédent s'est alourdi du fait de l'augmention récente de la capacité de raffinage au Proche-Orient. En dépit des nombreuses fermetures de raffineries observées en Europe, au Japon et en Amérique du Nord, l'excédent de capacité demeure dans l'industrie du raffinage. Dans n'importe quelle région, la surcapacité de raffinage crée des pressions économiques en faveur des exportations et donne lieu à des exigences d'ordre politique visant la protection contre les importations.

Les pressions dans le sens du protectionnisme sont particulièrement susceptibles d'apparaître en réaction aux exportations des pays producteurs de brut, qui pourraient chercher à faire monter en flèche les exportations de produits pétroliers (et indirectement de brut) en «avilissant» le prix du brut utilisé dans leurs raffineries. Même si une telle politique de la part des producteurs de brut ne peut être écartée, il importe de reconnaître que sa mise en oeuvre l'intégrerait à la dynamique de la fixation des prix internatio-

naux du pétrole brut et des produits pétroliers. Les producteurs de brut ne pourraient subventionner les raffineurs nationaux sans subir éventuellement, de la part d'autres clients raffineurs, des pressions les incitant à réduire le prix de leur brut. Cependant, de telles réductions ne sauraient faire partie d'une politique à long terme de leur part. Du point de vue canadien, on peut obtenir une protection partielle contre les importations subventionnées en veillant à ce que les raffineurs nationaux achètent leur brut aux prix les plus intéressants possible, mais une telle politique est d'un maniement délicat. En plus, même si des difficultés d'ordre politique et administratif surgissent de l'application des droits antidumping, ceux-ci sont un autre moyen de se protéger contre les abus éventuels du commerce des produits pétroliers.

Si la garantie de pouvoir s'approvisionner en brut est une des priorités nationales du Canada, pourra-t-on jamais permettre aux importations de satisfaire autre chose que des besoins strictement marginaux et de n'avoir du même coup qu'un effet limité sur le climat concurrentiel? Certaines sociétés pétrolières ont soutenu qu'il y a peu à gagner de la garantie d'approvisionnement en brut si l'on doit se fier aux produits importés dans une mesure appréciable. Cet argument ne vaut que pour un échéancier trop bref pour autoriser une augmentation de la capacité actuelle de raffinage. Sur une longue période, il peut être très sensé d'assurer les besoins de brut et d'autres formes d'énergie, même s'il existe des lacunes dans la capacité du raffinage. A première vue, les considérations sur la sécurité des approvisionnements pourraient sembler incompatibles avec le fait d'autoriser les importations afin d'accroître la concurrence sur le plan national: appuyer davantage d'un côté sous-entend qu'on appuiera moins de l'autre. La sécurité des approvisionnements n'est cependant pas un absolu. Des niveaux raisonnables de sécurité ne sont pas incompatibles avec l'option «importation», qui aurait un effet significatif sur la concurrence nationale.

Comme le protectionnisme entraîne des coûts, on doit considérer les éventualités contre lesquelles la sécurité des approvisionnements est censée nous protéger. Le principal sujet de préoccupation vient de l'interruption des approvisionnements internationaux par suite d'événements politiques. Dans ces circonstances, l'interruption des approvisionnements de n'importe quel pays dépendrait du fait qu'il ait agi seul ou qu'il ait partagé ses approvisionnements avec ses partenaires. Dans ce dernier cas, la principale considération pour le Canada et ses partenaires serait alors de savoir si un pourcentage excessif de leurs approvisionnements réunis provient de points politiquement névralgiques.

Dans l'optique canadienne, la sécurité des approvisionnements pourrait être menacée si les importations déterminaient une réduction de la capacité de raffinage au-dessous du seuil critique, c'est-à-dire une réduction qui

entraînerait des privations inacceptables en cas d'interruption des approvisionnements.

Les effets d'une pareille réduction ne seraient pas ressentis sans qu'on s'en aperçoive longtemps à l'avance permettant ainsi au gouvernement de prendre les mesures nécessaires.

On a déjà pris les meilleurs moyens d'assurer la sécurité des approvisionnements de produits raffinés. Les fermetures de raffineries ont contribué à la concentration de la production dans des installations à la fois plus grandes et plus modernes, et elles ont réduit les coûts unitaires en augmentant l'utilisation de la capacité. Cet accroissement de l'efficacité économique de la production n'a été acquis qu'au prix d'une diminution de la concurrence. Pour que cette efficacité économique joue pleinement, il ne faudrait pas remettre en place les barrières gouvernementales contre les importations.

7. Résumé et conclusions

1. Depuis la libération des prix du brut le 1er juin 1985, aucun programme gouvernemental n'entrave les importations de produits pétroliers. Toutefois, il faudra probablement du temps pour déterminer dans quelle mesure cette situation va lier les prix canadiens de gros à ceux des marchés étrangers.

2. Les coûts unitaires moyens de l'exploitation d'un terminal baissent à mesure que le débit s'accroît. Investir dans un terminal ne vaut généralement la peine que si l'exploitant peut compter sur un fort débit ou sur des avantages quant aux prix que lui accordent les raffineurs nationaux (en raison de l'aptitude du propriétaire de terminal à importer) sur un gros volume d'achats.

3. Les importateurs d'essence en quantités très considérables, et de fuel domestique dans une moindre mesure, doivent disposer de la demande provenant de clients captifs s'ils veulent minimiser le risque de s'implanter sur des marchés déjà fort amenuisés par l'intégration verticale ou par des contrats d'approvisionnement liant des acheteurs possibles aux fournisseurs nationaux.

4. Ces dernières années, il y a eu un nombre limité de chargements d'essence qui ont été importés des États-Unis par camions-citernes. L'effet de cette source d'approvisionnement sur les prix de gros pratiqués dans le Sud de l'Ontario, le Québec et la Colombie-Britannique peut être plus prononcé que ne l'indique le volume des importations. Le transport routier est cependant coûteux sur de grandes distances, et beaucoup de terminaux américains à proximité de la

frontière canadienne se trouvent eux-mêmes loin des raffineries ou des terminaux océaniques. Cette conjoncture signifie que l'importation de produits pétroliers sur une vaste échelle est seulement ouverte aux exploitants de terminaux et, bien entendu, aux raffineurs.

5. En raison de l'instabilité des prix de l'essence au détail, il a été plus risqué, ces dernières années, d'importer que de s'approvisionner au pays. Grâce aux programmes de soutien ou autrement, les prix de gros intérieurs ont réagi aux fortes fluctuations des prix de détail, ce qui a amené les raffineurs nationaux à assumer la plupart des risques de variations de prix en aval. Cette situation peut expliquer l'impuissance des revendeurs à importer, au cours des récentes années, par cargaisons entières durant les périodes où le coût libre des importations a été inférieur au prix au camion-citerne affiché de l'essence.

6. Si l'on peut s'attendre de la concurrence à l'importation qu'elle ne fonctionne qu'imparfaitement, il n'en est pas moins très souhaitable de ne point s'y opposer. Les acquisitions et les fermetures de raffineries canadiennes, en réaction à la chute de la demande, accroissent la concentration et tendent à réduire la concurrence. En même temps, l'aptitude de l'industrie à faire face à la concurrence étrangère a été renforcée par la concentration de la production dans des raffineries plus vastes et plus modernes.

7. Les terminaux sont entre les mains d'un petit nombre d'entreprises. Les dispositions législatives actuelles sur le refus d'approvisionner s'appliqueraient, probablement, seulement de façon limitée dans le cas où d'autres firmes désireraient louer un peu de cet espace.

8. Avec la baisse des prix mondiaux du pétrole qui se répercute, apparemment, de façon plus accélérée aux États-Unis qu'au Canada, les prochains mois pourront servir de période critique pour mettre à l'épreuve l'option importation et, peut-être, aussi pour mettre à l'épreuve la volonté du gouvernement d'en assurer l'existence.

XII

L'intégration verticale et les autres relations de dépendance verticales

1. L'intégration verticale et la concentration économique

La concentration observée dans l'industrie du raffinage est à la source des principales questions de principe sur lesquelles doit se pencher la présente enquête en vertu de l'article 47. Ce n'est pas la forte concentration en soi qui est préoccupante, mais les relations et les structures commerciales qui vont de pair avec cette forte concentration. La concentration n'est pas en cause. Comme nous l'avons vu dans le chapitre sur le raffinage, son degré même plus élevé peut se justifier par des économies d'échelle. Toutefois, des pratiques et des relations commerciales considérées comme exceptionnelles dans un secteur à faible concentration deviennent inquiétantes pour le bien commun (plus encore aujourd'hui dans l'industrie pétrolière qu'au moment où l'enquête a débuté) dans une branche d'activité contrôlée par quelques entreprises seulement.

Les questions et les critiques importantes formulées au cours de l'enquête, au sujet de la façon dont les sociétés pétrolières conduisent leurs affaires, se rapportent presque toutes à cette alliance de l'intégration verticale (au sens large tel que défini plus loin) et d'une forte concentration. La nature et l'étendue des relations verticales établies avec les concurrents, relations qui accroissent l'intégration horizontale des prix (c'est-à-dire la concentration de la maîtrise des variables clés du marché, entre autres,) constituent, à cet égard, un facteur décisif. Celui-ci joue chaque fois que des raffineurs concluent des accords d'approvisionnement qui leur donnent la maîtrise partielle ou complète des prix pratiqués par leurs clients-concurrents. Il est alors essentiel de se demander si ces accords conclus individuellement par les raffineurs leur donnent, en tant que groupe, un pouvoir accru sur les prix au détail, c'est-à-dire augmentent-ils leur emprise sur le marché?

Au sens strict, l'intégration verticale signifie, pour une entreprise, remplacer des transactions commerciales par des opérations internes. Pour M. Adelman, il existe une intégration verticale lorsqu'une entreprise «envoie d'une direction à une autre un bien ou service qui pourrait, sans trop de modifications, être vendu sur le marché». Cette intégration est dite «en

amont» lorsque le fabricant produit, partiellement ou intégralement, les matières premières dont il a besoin; elle est dite «en aval» lorsqu'il vend directement son produit aux consommateurs au lieu, ou en plus, de passer par des grossistes ou des détaillants. L'intégration verticale, telle que nous l'entendons dans le présent chapitre, englobe des relations de dépendance qui produisent des effets identiques ou analogues à ceux de l'intégration verticale au sens strict — c'est-à-dire lorsque les activités touchées font partie des opérations internes de l'entreprise. Nous jugeons commode cette notion fonctionnelle, plus large, de l'intégration verticale parce qu'elle permet d'examiner des relations de dépendance différentes qui produisent des effets similaires sur le marché. Or il est souhaitable d'adopter une telle approche, non seulement pour évaluer les pratiques commerciales courantes, mais aussi pour déterminer les effets éventuels des mesures recommandées.

L'intégration permet aux entreprises de réduire leurs coûts, d'assurer leur approvisionnement, de réduire les fluctuations dans leurs coûts et leurs ventes et d'accroître leur part du marché. Dans les industries à faible concentration, on peut supposer, sans trop de risques, que les effets de l'intégration verticale sont bénéfiques pour l'ensemble de la société. Une faible concentration signifie que le pouvoir économique individuel des entreprises n'est pas très important et que, par conséquent, les relations de dépendance verticales auront vraisemblablement pour effet de renforcer la position propre de chacune plutôt que d'accroître l'emprise collective qu'elles et leurs concurrentes possèdent sur le marché. En conséquence, le degré de concentration constitue un bon point de départ pour déterminer les éventuelles entraves à la concurrence.

Bien entendu, le nombre des entreprises n'est qu'un des indicateurs de la concurrence. Celle-ci peut être très faible dans un secteur comprenant de nombreuses entreprises ou, au contraire, être féroce dans une industrie qui ne compte que deux ou trois concurrents. Le nombre et la concentration ne sont certes pas les seuls, ni les plus sûrs, indicateurs de concurrence, mais ils offrent la meilleure voie d'approche pour aborder l'étude de cette question.

Les considérations générales qui précèdent sont appuyées par les directives sur les freins à l'intégration verticale, émises en 1985 par le ministère américain de la Justice, qui propose, lui aussi, le degré de concentration comme moyen initial de déterminer le moment propice pour soumettre à un examen plus approfondi les relations de dépendance verticales. L'essentiel de ces directives, qui sont, aux États-Unis, des principes d'exécution, se retrouve au Canada dans l'article 31.4 de la *Loi relative aux enquêtes sur les coalitions*, d'après lequel une diminution substantielle de la concurrence est le critère qui permet de juger des cas de vente en exclusivité, de vente liée et de restriction de marché. Les variables

ou facteurs pris en considération par les directives américaines — la concentration, l'étendue du marché touché par les ententes ou les pratiques commerciales, et le degré de différenciation des produits de l'industrie — se rangent parmi ceux qui sont examinés dans les poursuites entamées en application de l'article 31.4. Bien que le présent document soit un rapport relatif à l'article 47 et non une décision rendue en vertu de l'article 31.4, le danger d'un affaiblissement éventuel de la concurrence pour l'«intérêt public» doit être évalué de la même façon. La différence se trouve ailleurs, soit dans l'ampleur et la portée des enquêtes en vertu de l'article 47, dans le surcroît de difficultés que l'évaluation des questions occasionne à la Commission et dans la variété des jugements requis.

2. L'intégration verticale en aval

Il y a d'importantes différences d'échelle entre le commerce de l'essence, en gros ou au détail, et le raffinage du pétrole. C'est pourquoi les distributeurs d'essence (et de mazout) sont beaucoup plus nombreux que les raffineurs. La même situation se retrouve dans la majorité des autres branches d'activité. Le secteur pétrolier en aval se distingue toutefois de la plupart des autres industries par une intégration verticale très marquée. Quelques sociétés de distribution ont procédé à une intégration verticale vers l'amont, comme l'a fait récemment Turbo à Calgary et, auparavant, Irving Oil à Saint-Jean (N.-B.). Ce type d'intégration a d'ordinaire pour motif le désir de s'assurer un approvisionnement à des prix avantageux. Mais comme le raffinage nécessite des investissements beaucoup plus considérables et élabore bien d'autres produits que de l'essence et du mazout, la décision de se lancer dans ce secteur d'activité ne doit être prise que s'il offre, dans son ensemble, un avenir prometteur.

La distinction entre intégration verticale en amont et en aval est importante dans l'industrie du pétrole; c'est ici l'intégration verticale vers l'aval pratiquée par les raffineurs qui retient l'attention.

Examinons d'abord les effets de cette dernière sur la demande et la commercialisation. Cette forme d'intégration se réalise dans une certaine mesure quand une entreprise opère sur un marché situé en aval de celui où elle exerce son activité de production ou de distribution. Les raffineurs pratiquent l'intégration verticale quand ils vendent directement leur produit, en gros ou au détail, ou concluent des accords qui ont le même effet. Ils cherchent ainsi à stabiliser ou à accroître le volume de leurs ventes pour augmenter le rendement de leur investissement. Ces buts ne peuvent être atteints, semble-t-il, que par la différenciation des produits. Si une entreprise parvient à s'attacher une clientèle nombreuse et fidèle, elle peut compter que

le marché écoulera son produit. Le prix que le consommateur le paiera est fonction du prix de gros et des frais de distribution.

Avant les années 1970, la participation des raffineurs à la commercialisation de l'essence se faisait, la plupart du temps, par l'entremise des franchisés. Certains produits de consommation peuvent se différencier facilement par des caractéristiques de conception et de performance. Mais, comme nous le verrons au chapitre XIII, il y a actuellement très peu de différences matérielles entre les produits élaborés par les divers raffineurs. Toutefois, même des produits matériellement identiques peuvent se différencier par l'emballage et les services qui s'y rattachent comme c'est le cas dans plusieurs industries.

Les fabricants cherchent naturellement à faire tout ce qu'ils peuvent pour assurer la demande de leurs produits. Faute de les vendre directement au détail grâce à des points de vente dont ils sont les propriétaires et les exploitants, ou de participer indirectement à cette opération par des obligations contractuelles imposées aux détaillants, ils s'occupent souvent eux-mêmes de promouvoir leur marque par la publicité. Cela suffit à bien des fabricants de produits préemballés, offerts aux consommateurs par des intermédiaires dans des emballages portant la marque du fabricant. Lorsqu'il s'agit de biens ou de services impossibles à préemballer, toutefois, l'établissement de détail lui-même est souvent le seul ou le meilleur moyen dont dispose le fabricant pour mettre sa marque de commerce bien en vue. C'est ce qui arrive dans la plupart des réseaux de distribution par franchisage, essence et mazout compris. Le point de vente est l'un des rares moyens à la disposition du fabricant pour promouvoir sa marque et indiquer au consommateur l'origine du produit. C'est pourquoi l'approvisionnement exclusif des franchisés est une quasi-nécessité, pour que la marque de commerce s'applique véritablement à toutes les marchandises vendues et conserve son entière validité.

Le phénomène opposé, c'est-à-dire l'absence complète d'intégration verticale, se rencontre lorsqu'un fabricant vend des produits de même nature sur le marché libre. Dans une situation de concurrence, le volume de ventes de l'entreprise dépendra entièrement du prix qu'elle demande, de d'autres moyens restreints d'attirer le consommateur, et de la chance. S'il y a surcapacité de l'industrie, le volume des ventes pourra être supérieur ou inférieur à celui de la période précédente ou suivante. Il est possible d'échapper à l'homogénéité et aux ventes au jour le jour en ayant recours, dans une certaine mesure, à l'intégration verticale par le moyen de la différenciation du produit et des contrats à terme.

Nous allons examiner, dans les deux sections qui suivent, les relations de dépendance verticales créées vers l'aval par les raffineurs.

3. Les accords d'approvisionnement avec les points de vente au détail

(a) Introduction

Dans un accord d'approvisionnement, les variables clés sont le prix, la quantité, la durée de l'accord et la marque sous laquelle le produit sera distribué par la suite. Le contrat d'approvisionnement peut préciser la quantité ou exiger l'exclusivité. Les accords d'approvisionnement spécifiant les points de vente au détail concernés, dont nous allons parler plus loin, obligent ceux-ci à ne vendre que les carburants moteur du fournisseur[1]. Cette condition se retrouve dans tous les accords portés à la connaissance de la Commission, y compris ceux conclus par les fournisseurs indépendants.

La propriété du point de vente a une importance évidente pour la durée des accords. Comme celle-ci est limitée, si le point de vente n'appartient pas au raffineur, le propriétaire a toujours la possibilité de changer de fournisseur au terme du contrat. De plus, le raffineur ne peut pas, par une convention de vente ou autrement, fermer définitivement les points de vente qui ne lui appartiennent plus.

La figure 1 indique les différents accords d'approvisionnement que les raffineurs peuvent conclure, rangés plus ou moins selon la partie qui décide du prix et de la durée du contrat (c'est-à-dire le propriétaire du point de vente). Dans les contrats avec les revendeurs indépendants («(f)», dans la figure 1), les facteurs de prix clés se rapportent aux prix *de gros*.

Les relations d'approvisionnement exposées brièvement ci-après sont étudiées plus à fond au chapitre XVI, qui porte sur l'établissement des prix de l'essence.

(b) Les stations distributrices d'une grande marque ou d'une marque secondaire qu'exploite le raffineur par le moyen d'employés ou d'agents

Le raffineur demeure propriétaire du produit jusqu'à ce qu'il soit vendu à l'utilisateur final et il fixe le prix de détail. Il n'y a pas de prix de gros, si ce n'est peut-être un prix imaginaire obtenu en soustrayant du prix de détail les frais qu'occasionne au raffineur l'exploitation des stations[2].

---

1. Quelquefois, aussi, les contrats avec les franchisés spécifient des quantités minimums et des primes de rendement fondées sur le chiffre d'affaires.

2. Plusieurs facteurs déterminent quels éléments de dépense entrent au juste dans le calcul de ce prix imaginaire. Nous reparlerons de ces facteurs lorsque nous aborderons au chapitre XVI la question à savoir si les raffineurs ont réduit indûment la marge bénéficiaire des indépendants.

Figure XII-1

Les ententes d'approvisionnement d'essence conclues par les raffineurs

Type d'accord	Établissement du prix	Propriété	Marque
(a) Stations distributrices d'une grande marque ou d'une marque secondaire qu'exploite le raffineur par le moyen d'employés ou d'agents	Raffineur	Raffineur	Raffineur
(b) Accord d'agence avec les détaillants du réseau des producteurs	Raffineur ou les deux parties	Raffineur ou agent	Raffineur
(c) Stations-service de marque exploitées par des franchisés	Franchisé (les deux parties lorsque le franchisé bénéficie d'un soutien)	i) Raffineur ii)la station appartient au franchisé, l'équipement au raffineur*	Raffineur
(d) Contrats de gestion	Raffineur ou les deux parties	Revendeur	Revendeur
(e) Accord d'agence avec des détaillants indépendants	Les deux parties ou le raffineur	Revendeur	Revendeur
(f) Contrats avec des revendeurs indépendants	Revendeur	Revendeur	Revendeur

* On rencontre souvent cette double propriété dans les cas de «rétrolocation» (voir explication dans le texte).

(c) Les accords d'agence avec les détaillants du réseau des producteurs

Cette catégorie comprend tous les accords d'agence conclus avec les détaillants qui distribuent ou vendent le produit sous la marque du fournisseur. On connaît depuis longtemps un exemple de ce type d'agence: les points de vente des régions rurales ou des petites villes, qu'on appelle parfois des agents en gros. Nombre d'entre eux, dans l'Est du Canada en particulier, livrent aux fermiers le mazout, le carburant diesel et l'essence. Ces agents sont propriétaires de leur équipement et de leurs installations ou les louent de leur fournisseur. Celui-ci fixe les prix et verse une commission unitaire. Le consignataire (l'agent) peut être autorisé à exploiter parallèlement, pour son

compte, une entreprise de distribution semblable, approvisionnant des clients qui ne figurent pas sur la liste du fournisseur. Cette entreprise peut être exploitée dans la même région que le point de vente de l'agent pourvu qu'elle n'empêche aucunement ce dernier de remplir ses obligations envers le fournisseur.

Ces dernières années, on s'est mis à englober dans les accords d'agence avec les détaillants du réseau des producteurs les exploitants de points de vente qui auraient auparavant acheté leurs stocks pour la revente. Impériale procède très souvent de cette manière. Ces agents touchent parfois une commission fixe et, dans ce cas, c'est le fournisseur qui détermine le prix. Le taux de la commission peut aussi être variable; le pouvoir d'établir le prix est quelquefois partagé par les deux parties.

Les principaux accords de ce genre déposés comme preuves ont été conclus par Impériale. Ils ont été signés, en Ontario, avec Fifth Wheel Truck Stops (cinq points de vente à grand débit) et, au Québec, avec André, Jean-Louis et Jacques Lafond (deux points de vente à grand débit dans la région de Sainte-Rosalie). Des raffineurs ont également conclu des accords de cette nature touchant des points de vente de Southland Canada Inc., la société à laquelle appartient la chaîne de dépanneurs «7-Eleven». Ces points de vente se trouvent sur des terrains loués ou vendus aux intéressés par les raffineurs.

(d) Les stations-service de marque exploitées par des franchisés

Il y a deux catégories de franchisés: ceux qui louent leur point de vente du raffineur[3] et ceux qui en sont propriétaires.

Ces derniers concluent un accord de rétrolocation selon lequel ils louent au fournisseur le point de vente qui leur appartient (bail principal) et, en retour, le prennent en location de lui (bail subordonné). Ces baux, d'une

3. La Commission a reçu le témoignage de locataires et de représentants de locataires dans un certain nombre de villes canadiennes. Leurs préoccupations étaient semblables à celles qui ont déjà été examinées par plusieurs commissions provinciales d'enquête. Elles concernent le statut d'occupation, les obligations imposées au locataire et les conditions d'exploitation. Comme nous l'avons dit au chapitre III dans notre résumé des inquiétudes et des points de vue, ces questions ne touchent pas directement la ligne de conduite en matière de concurrence. Elles ont été étudiées par les commissions provinciales que nous venons de mentionner et les sociétés pétrolières ont volontairement modifié leurs baux pour les conformer aux normes recommandées par ces autorités. D'après nos informations, des baux standards comportant ces changements sont utilisés par les grandes sociétés pétrolières dans tout le pays et non pas seulement dans les provinces — l'Alberta et la Colombie-Britannique, par exemple — où ces modifications ont été proposées.

durée habituelle de cinq ans, sont renouvelables au moins pour un second terme, au gré du fournisseur. Dans la plupart des cas, l'équipement du franchisé est payé et installé par le raffineur, lequel offre parfois des prêts à titre d'incitations supplémentaires. Il arrive aussi que le franchisé reçoive du raffineur des paiements périodiques qui sont liés au volume des ventes. C'est la bataille que se livrent les raffineurs pour s'emparer des meilleurs points de vente au détail et contrôler le volume d'approvisionnements qui a donné lieu à ces arrangements.

Les franchisés fixent leurs propres prix à la pompe, sauf pendant les périodes où ils reçoivent un soutien pour leur marge bénéficiaire. Les modalités de ce soutien revêtent différentes formes et permettent aux raffineurs d'agir à des degrés divers sur les prix. Ces mesures de soutien sont en place depuis de longues années dans de vastes régions du pays.

(e) Les contrats de gestion

Suncor semble être la seule société à utiliser des contrats de gestion. D'après nos informations, elle a signé un contrat de gestion avec Golden Triangle Oils Limited (GTO) touchant huit points de vente en Ontario, et avec Les Pétroles Calex Ltée englobant 60 points de vente au Québec. De plus, *Oilweek* a rapporté que les anciens points de vente au détail de Spur en Ontario, qu'Alberta Gas Chemicals a acheté de Turbo, étaient gérés par Suncor.

Les contrats signés par GTO et Calex (avec possibilité de renouvellement) sont de longue durée. Ils font de Suncor le fournisseur exclusif et lui permettent, dans une large mesure, de contrôler le prix de détail sauf si les dispositions actuelles de ces contrats stipulent le contraire. Ces accords d'approvisionnement sont en fait assimilables à des acquisitions temporaires (c'est-à-dire limitées à la durée du contrat).

(f) Les accords d'agence avec des détaillants indépendants

Il semble qu'au Canada, Impériale soit à l'origine de ce type d'accord d'approvisionnement et ait été la seule société à y recourir. En août 1983, elle avait passé des contrats de ce genre avec six revendeurs[4] alimentant 119 points de vente situés, pour la plupart, en Ontario. Les ententes conclues avec Sunys, Cencan et Cango accordaient à Impériale la possibilité d'étendre

4. Sunys International Inc., Cencan Petroleum Limited, Cango Petroleums Ltd., Southland Canada, Inc., Beverly Auto Body, Savemor Petroleum.

l'accord aux nouveaux points de vente mis en service par ces entreprises après la signature du contrat. Le mode de rémunération et la part prise par Impériale dans l'établissement des prix de détail variaient selon les sociétés et la durée écoulée.

4. Les contrats avec les fournisseurs indépendants

(a) Les contrats à long terme

Une formule établissant le prix de gros est essentielle à ce type de contrat. D'habitude le prix des produits est fonction des coûts de raffinage (prix du brut et salaires). Une variante de cette formule est l'accord de traitement, par lequel le raffineur fixe un prix unitaire pour le traitement du brut acheté par le fournisseur ou pour ce dernier. Ces ententes d'approvisionnement à long terme tendent à établir un lien exclusif entre le fournisseur et le raffineur. Certains des plus gros fournisseurs indépendants, Canadian Tire et Mohawk Oil notamment, en ont conclues.

(b) Les contrats à court terme

(i) *Assortis de clauses de rajustement des prix.* Dans certains contrats passés avec des fournisseurs indépendants, le prix de gros est établi en fonction du prix demandé à d'autres clients (par exemple, une remise de tant sur le prix fait aux franchisés). On a vu des clauses de ce genre dans des contrats d'un an. L'approvisionnement exclusif peut ou non être une condition de l'accord.

(ii) *Achat-vente simple.* Le contrat le plus fréquent avec les indépendants est peut-être celui qui fixe le prix de gros au moment de la signature, mais permet au raffineur de le modifier moyennant un préavis, disons, de trente jours. Le prix étant, en fait, libre, l'approvisionnement exclusif n'est pas une condition de ces accords. D'ordinaire, le contrat spécifie un maximum et un minimum annuels (et peut-être mensuels) d'enlèvements ou de ventes. Le fournisseur conclura souvent des accords avec plusieurs raffineries et s'approvisionnera chez celle qui lui fait le meilleur prix au moment de la transaction. En général, les raffineurs ne semblent pas considérer comme obligatoires les quantités minimums requises par le contrat et n'insistent pas à les mettre en vigueur.

(c) Le soutien

La guerre des prix qui a sévi au début des années 1980 a amené certains raffineurs à offrir aux fournisseurs indépendants un soutien qui prenait la

forme d'un écart minimum assuré entre les prix de gros et de détail, mesure parfois appliquée après la vente en gros et celle au détail. Le soutien consistait, dans ce cas, en une ristourne. Pour obtenir ce soutien, le fournisseur indépendant devait d'habitude s'engager à ne pas faire baisser les prix dans le marché touché.

5. Les effets de l'intégration verticale sur les coûts

Du point de vue des coûts, l'intégration verticale en aval se révèle avantageuse pour les entreprises lorsqu'elles réussissent à stabiliser la demande et parviennent ainsi à mieux prévoir leurs ventes. Cette situation a l'avantage évident de faciliter la planification de leur production à court terme et de leur capacité à long terme. Toutes les entreprises veulent connaître la taille de leur marché avant d'investir.

Les avantages qu'offre l'intégration verticale sur le plan des coûts sont fonction des prix de gros et de détail. L'entreprise peut justifier ses décisions de production et d'investissement, quant au volume, par une politique de prix agressive; mais, il se peut que les prix et les bénéfices en souffrent sérieusement.

Transformer des transactions commerciales en opérations internes peut ou non représenter des économies pour les entreprises. Malheureusement, lorsqu'on essaie de comparer ces deux types d'opérations, il est difficile de repérer et d'évaluer avec précision tous les coûts en cause et cette analyse est, la plupart du temps, arbitraire.

Il ne fait aucun doute que l'intégration verticale sous la forme d'une mainmise complète sur la vente de l'essence au détail est devenue possible sur une grande échelle pour les raffineurs à cause du succès remporté par le libre-service et de la dissociation qui s'est faite entre la vente de l'essence et les travaux d'entretien et de réparation des automobiles autrefois si étroitement liés.

6. Les critiques et inquiétudes suscitées par les relations de dépendance verticales

(a) Les contrôles des prix

Le Directeur a prétendu qu'en confiant à leurs employés l'exploitation des points de vente et en ayant recours à des agents de façon continue et pendant

les périodes où ils soutiennent la marge bénéficiaire, les raffineurs ont acquis une emprise excessive sur les prix de détail. Il a affirmé, en outre, que le soutien temporaire que reçoivent les franchisés et les revendeurs indépendants produit à peu près le même effet qu'un accord de consignation puisqu'il est fonction des prix établis par les bénéficiaires.

Le Directeur s'est inquiété de la mesure dans laquelle le pouvoir de décider des prix à la pompe se trouve concentré dans les mains des raffineurs grâce aux accords d'agence et aux modalités de soutien de la marge bénéficiaire. Ces données ne prouvent pas, par elles-mêmes, que la concurrence a été réduite. S'il s'agissait d'intégration horizontale, le remplacement de nombreux responsables par un petit nombre de raffineurs ne laisserait aucun doute dans l'esprit, mais tel n'est pas le cas lorsqu'on a affaire à des relations de dépendance verticales.

On avait l'habitude de juger anticoncurrentielle l'intégration verticale lorsque l'entreprise qui la pratique a une emprise sur son marché, parce que cette puissance commerciale se trouve «étendue» à un autre marché. Mais on s'est rendu compte que, avec ou sans intégration verticale en aval, la puissance commerciale détenue à un échelon agirait de toute façon sur le stade suivant en raison du niveau des prix de gros. Dans le Livre vert, le Directeur soutient que l'intégration verticale pose un problème parce qu'elle permet aux raffineurs d'harmoniser plus facilement leurs actions[5].

Les recommandations du Directeur à ce sujet sont les suivantes:

1. Interdiction aux raffineurs et autres membres de l'industrie pétrolière de conclure des accords d'agence.

2. Interdiction du soutien de la marge bénéficiaire lorsque la somme versée est partiellement calculée en fonction des prix pratiqués par le bénéficiaire.

Le fait que des raffineurs exploitent des points de vente au détail par le moyen de leurs employés n'est pas visé par l'argumentation finale du Directeur. Dans le Livre vert, celui-ci recommandait que les raffineurs limitent à 50 p. 100 la part qu'ils prennent à la vente de l'essence au détail par l'intermédiaire de leurs stations distributrices de marques principale et secondaire, peu importe que cette participation se fasse par des employés, des agents ou des franchisés. L'objectif était d'accroître considérablement la part de marché des fournisseurs indépendants. Bien que les recommandations finales du Directeur se distinguent dans le détail de la limite de 50 p. 100 que

5. L'argument concerne l'intégration verticale de tous les niveaux de l'industrie (vol. 1, p. 111).

nous venons de mentionner, leur visée est la même, dans la mesure où elles pourraient avoir comme effet de réduire l'emprise des raffineurs sur le marché de la vente au détail. Ce résultat n'est cependant pas acquis, car les raffineurs pourraient accroître la présence de leur société sur ce marché s'ils sont soumis à des restrictions ou doivent limiter leur intégration verticale.

Il est clair pour la Commission que les raffineurs ont tenté de contrôler les prix pratiqués par les points de vente à leur enseigne. Ils y ont été amenés pour des raisons tenant à leur position concurrentielle respective, qui, en elles-mêmes, ne sont pas anticoncurrentielles. Comme nous l'avons vu au chapitre V, la concurrence des indépendants a placé les raffineurs devant une alternative: réduire la marge bénéficiaire des stations-service à leur enseigne ou perdre une part du marché. Les raffineurs peuvent arriver à contrôler les prix de façon continue, soit en s'engageant directement dans la vente au détail, soit par des mesures de soutien, soutien qu'ils peuvent toujours forcer les détaillants à accepter en fixant des prix de gros élevés. Toutefois, il n'est pas facile de déterminer quels types de relations de dépendance verticales établies par les raffineurs visent ou non à faire disparaître la concurrence.

Les détaillants essaient souvent de réaliser des marges commerciales plus fortes que ne le souhaitent les raffineurs et entrent ainsi en conflit avec ces derniers, la position concurrentielle des raffineurs s'améliorant quand les détaillants réduisent leur marge bénéficiaire pour vendre plus. Les raffineurs peuvent éliminer ce conflit en vendant directement leurs produits aux consommateurs dans leurs propres points de vente au détail. L'intégration verticale réalisée dans ce but n'a rien d'anticoncurrentiel[6]. Prises en elles-

6. La raison invoquée est que l'intégration verticale sert à empêcher la constitution d'une puissance commerciale à un stade contigu du marché. Certes, on ne peut guère considérer les détaillants comme des «monopoleurs», mais le raisonnement tient néanmoins, dans la mesure où les détaillants jouissent des avantages de la différenciation des produits. On pourrait aussi faire valoir une autre raison en faveur de l'intégration verticale. Elle tient au fait que l'essence n'est qu'une des sources de revenu des franchisés. Ceux-ci pourraient remplacer l'essence par des biens et des services plus payants en consacrant une plus grande part de leur temps et de celui de leurs employés à la réparation et à l'entretien des véhicules. Il est dans l'intérêt tant des locataires que des sociétés pétrolières que le point de vente rapporte le plus possible au détaillant. Le concessionnaire en bénéficie directement et la société indirectement, en demandant un loyer plus élevé. Dans certains contrats, le chiffre d'affaires du poste de réparation influe sur le loyer et, dans tous les cas, les sociétés pétrolières sont libres de redresser le loyer au terme du contrat. Il peut néanmoins y avoir une autre raison qui pousse les raffineurs à l'intégration verticale, à savoir leur incapacité de tirer le maximum des loyers combinés du raffinage et de la vente au détail parce que la maximisation de leurs profits dépendrait non pas des prix qu'ils demandent à leurs détaillants, mais de leurs coûts de production et de distribution ou, dans certains cas, du coût d'option représenté par les revenus dont ils se privent en ne vendant pas leurs produits par quelque autre moyen. Les raffineurs prendraient également en considération les relations mutuelles de leurs points de vente et leur position concurrentielle globale.

mêmes, des marges bénéficiaires plus faibles au détail ont pour effet des prix de détail plus bas. Naturellement, les détaillants s'opposent à ce que les raffineurs s'engagent dans le marché de la vente au détail, par l'entremise d'employés ou d'agents, et ils ont demandé qu'on mette fin à cette pratique.

La Commission s'est penchée sur les informations fournies en cette matière par la National Automotive Trades Association of Canada, l'Association des distributeurs d'essence du Québec (ADEQ) et d'autres organismes. La proposition des détaillants a été mise en pratique au Maryland et sérieusement considérée par d'autres États américains. L'expérience du Maryland a été abondamment étudiée et débattue. À la connaissance de la Commission, la principale étude sur les résultats obtenus au Maryland a été faite par John M. Barron et John R. Umbeck et est parue, sous le titre «The Effects of Different Contractual Arrangements: The Case of Retail Gasoline Markets», dans *The Journal of Law & Economics* (volume XXVII (2), octobre 1984, pp. 313-328). En substance, la conclusion des auteurs est que, dans les stations touchées, les prix étaient généralement plus élevés une fois les raffineurs écartés de la vente au détail.

Selon l'étude de la Commission et les fruits de l'expérience du Maryland, le mouvement visant à exclure les raffineurs de la vente au détail n'est pas né d'un souci d'efficience ou de la volonté de faire baisser les prix à la pompe, mais, avant tout, du désir de garantir aux petits entrepreneurs un champ d'activité commerciale. Ce but peut certes être poursuivi légitimement par les pouvoirs publics, mais il est étranger à la notion d'intérêt public, critère d'une enquête en vertu de l'article 47. Il convient de noter, à ce propos, que le Directeur n'a pas donné son appui aux propositions de la NATA et de l'ADEQ.

Certaines informations laissent croire que la Nouvelle-Écosse et l'Île-du-Prince-Édouard tentent aussi d'interdire le marché du détail aux raffineurs. Les règlements établis par ces deux provinces semblent avoir eu pour effet d'augmenter les prix à la pompe.

Il y a cependant d'autres facettes à la question de l'engagement des raffineurs dans la vente au détail. Le passage des prix de gros au marché du détail augmentés de la marge de distribution, n'est pas le seul phénomène qui lie ces deux stades de la vente de l'essence. Une tendance à la baisse des prix de détail peut également se répercuter sur les prix de gros. Si l'intégration verticale en aval entraîne une plus grande stabilité du marché de détail, il peut en résulter une hausse des prix moyens à la pompe. Selon le Directeur, lorsque le marché de la vente au détail est largement contrôlé par les raffineurs, il est plus facile de rétablir les prix, c'est-à-dire de mettre fin à une guerre des prix en redressant rapidement ces derniers.

Les ententes qui transforment les fournisseurs indépendants en agents des raffineurs sont un autre facteur à prendre en considération. Le fait à noter ici est que le pouvoir d'établir les prix que détient un agent économique indépendant passe, du moins en partie, dans les mains des raffineurs-fournisseurs, déjà présents sur le marché de la vente au détail. En plus de l'intégration verticale dans laquelle elles s'inscrivent, ces ententes renferment donc un fort élément de concentration horizontale dont il ne faut pas négliger l'importance.

Bien entendu, les fournisseurs indépendants concluent librement des accords d'agence, et il arrive même qu'ils les recherchent. Ces accords modifient sensiblement la répartition des risques, transférant la plupart, et parfois la totalité, de ceux que comportent les prix aux raffineurs, lesquels peuvent être mieux en mesure de les assumer. Ce transfert des risques se produit à un degré variable selon que la commission est liée ou non au prix de détail. Il ne faut pas oublier non plus la capacité des prix de gros de réagir à la baisse des prix de détail, puisque la lenteur de cette réaction peut expliquer le désir de certains fournisseurs indépendants d'abandonner leur rôle traditionnel.

Interdire les accords d'agence, comme le recommande le Directeur, aurait des incidences sur les modalités du soutien de la marge bénéficiaire et sur la nature des accords d'approvisionnement conclus avec les fournisseurs indépendants. Serait également touchée l'exploitation des points de vente, propriété des raffineurs, par des agents plutôt que par des employés.

Les raffineurs-fournisseurs ayant eu recours à ce mode d'exploitation pour nombre de leurs points de vente, on peut supposer que leur interdire d'utiliser des agents, à eux et aux autres fournisseurs, rendrait plus coûteuse l'intégration verticale qui leur assure un contrôle permanent des prix. Sans une estimation des différences de coûts que cela représente, il n'est pas possible de savoir si la mise en pratique de cette recommandation aurait un impact sur le nombre des points de vente exploités par les raffineurs-fournisseurs.

Il n'existe aucun test simple permettant de déterminer si l'intégration verticale est ou non anticoncurrentielle. Le mode d'intégration, l'étendue de cette dernière et le marché dans lequel elle se réalise sont des facteurs qui doivent tous être pris en considération.

(b) Les effets restrictifs de l'intégration verticale vers l'aval

(i) *L'exclusivité.* Il est évident que les ententes d'approvisionnement exclusif qui lient les raffineurs et les détaillants écartent, dans une certaine

mesure, les concurrents existants ou éventuels. C'est d'ailleurs leur principale raison d'être, puisque le fournisseur assure par ce moyen un débouché à ses produits.

L'élimination du caractère exclusif des baux et autres contrats d'approvisionnement apparaît au Directeur comme un moyen de réduire l'intégration verticale, d'ouvrir ainsi le marché à de nouveaux venus et de permettre à des influences à court terme de s'y exercer. Aussi a-t-il demandé à la Commission de recommander l'élimination de la distribution exclusive, quitte à y substituer, si les parties le désirent, des exigences d'achat minimum. Les sociétés pétrolières ont fait valoir que cette mesure était inutile puisqu'il serait possible de fixer les achats minimums à un niveau si élevé qu'ils équivaudraient à une exigence d'exclusivité. Elles ont soulevé une deuxième objection qui touche les franchisés. L'autorisation de vendre les produits d'autres fournisseurs pose de sérieuses difficultés en ce qui concerne la validité de la marque de commerce et les droits du raffineur. A titre d'exemple, un franchisé Texaco dont le point de vente présente toutes les caractéristiques d'une station Texaco peut-il vendre l'essence X ou un produit dont Texaco n'a pas contrôlé la qualité? Le Directeur et son équipe d'experts soutiennent que des dispositions peuvent être prises pour éviter de semer la confusion dans l'esprit des consommateurs et empêcher le détaillant et d'autres fournisseurs de profiter abusivement de la marque du franchiseur. Pour ce qui est de ce dernier point, on pourrait, selon eux, distinguer le prix de la station franchisée du prix payé pour l'essence. Par exemple, le franchisé pourrait payer tant par unité vendue, quelle que soit sa source d'approvisionnement.

Récemment, le règlement d'un litige aux États-Unis entre un certain nombre de raffineurs-fournisseurs et une organisation représentant les franchisés a autorisé ces derniers à vendre du carburant moteur provenant d'une autre source que leur franchiseur *pourvu qu'ils utilisent un équipement distinct et affichent que ce carburant ne provient pas du franchiseur*. À la connaissance de la Commission, le Royaume-Uni est le seul autre endroit où l'on trouve des stations-service vendant plusieurs grandes marques. Elles ont été créées par l'État qui voulait de grands points de vente le long des autoroutes, offrant un plus vaste choix aux automobilistes grâce à un approvisionnement diversifié. Aucun risque de confusion n'existe dans ces stations-service, car les pompes affichent clairement la marque du fournisseur. Le Directeur demande, cependant, qu'on autorise les franchisés à vendre l'essence ou le carburant diésel d'autres marques en utilisant le même équipement que pour l'essence du franchiseur. Dans ces conditions, le mélange des divers carburants apparaît inévitable.

On ne voit rien, en apparence, qui rende la proposition du Directeur irréalisable, si fournisseurs et détaillants décident de la mettre en pratique. Le détenteur d'une marque de commerce pourrait autoriser d'autres fabricants à l'utiliser pourvu que leurs produits possèdent les caractéristiques qu'il détermine. Le gros ennui que présente cette proposition, c'est qu'il faudrait l'imposer. Elle occasionnerait inévitablement des frais supplémentaires aux franchiseurs qui seraient forcés de rédiger de nouveaux contrats, de passer du temps à les négocier et de régler le problème de l'identification des marques. Il est en outre peu probable que ces nouveaux arrangements permettent, de façon appréciable, à la demande des produits en gros de se libérer des réseaux de dépendance tissés par l'intégration verticale. Si un franchiseur trouvait sérieusement désavantageux d'être, à l'occasion, évincé de sa position de fournisseur unique, il pourrait éviter cet inconvénient grâce à des ajustements aux exigences d'achat minimum et à d'autres conditions du contrat. De plus, si ces arrangements s'avéraient coûteux, les raffineurs-fournisseurs seraient tentés de remplacer les franchisés par des employés de la société ou des agents, bien que les propositions du Directeur restreignent aussi le recours à cette solution de rechange.

La vente par les franchisés d'huile à moteur, de pneus, de batteries et d'autres accessoires a déjà été soumise à des règles d'exclusivité. Actuellement, certains raffineurs interdisent à leurs détaillants d'étaler les produits pétroliers de leurs concurrents, tandis que d'autres exigent que leur huile à moteur occupe une place bien en vue dans les étalages de leurs pompistes. Les détaillants peuvent stocker plusieurs marques d'huile à moteur pour répondre aux besoins particuliers de leurs clients. Ce point a fait l'objet d'enquêtes antérieures et ne semble plus poser de problème. Outre les changements de politique opérés par les sociétés pétrolières, le rôle que leurs stations-service jouaient dans la vente de ces produits aux consommateurs a perdu beaucoup de son importance. Irving Oil semble être le seul raffineur qui exige encore le droit exclusif de fournir à ses franchisés tous les produits qu'ils vendent.

(ii) *Les exigences de quantité minimum.* Les quantités minimums exigées par les contrats d'approvisionnement que les raffineurs signent avec les détaillants indépendants constituent un autre point qui préoccupe la Commission lorsque ces contrats ne spécifient pas de prix et que les indépendants se trouvent, en réalité, à acheter sur le marché libre. Nombre d'entre eux, nous l'avons signalé, n'achètent pas en fait les minimums indiqués dans leur contrat. Ils ne le font pas s'ils doivent payer plus que ne demandent d'autres fournisseurs. En général, les raffineurs ne forcent pas les détaillants à respecter cette clause. Mais la Commission craint qu'ils ne tentent de le faire à l'avenir si les contrats continuent de stipuler des quantités minimums.

Les ventes de produits pétroliers raffinés étant stagnantes ou en régression, on ne s'attend pas à voir apparaître, dans un avenir prévisible, de nouvelles sociétés de raffinage. Pour atténuer les effets restrictifs de l'intégration verticale et donner plus de souplesse au marché du gros, il faut donc tenter d'accroître la concurrence entre les raffineurs actuels. Qui plus est, peut-être, les tentatives en ce sens pourraient contribuer grandement à faciliter les importations, ce qui pourrait être décisif pour ranimer la concurrence dans certaines régions du pays.

7. Les relations entre les prix de gros et de détail

(a) Les éventuels resserrements des prix

La double distribution, qui permet la présence des pétrolières à deux stades du marché et en fait, à la fois les fournisseurs et les concurrents des indépendants, porte naturellement les fournisseurs non intégrés à redouter un resserrement délibéré des prix de la part de leurs propres fournisseurs/concurrents. On pourrait prétendre que la réduction de la marge des détaillants, entraînée par la plus grande place qu'ont prise les raffineurs sur le marché de détail, équivaut à un resserrement des prix. Toutefois, ce n'est pas la diminution des marges résultant de la concurrence qui est préoccupante, mais le resserrement des prix, s'il en est, à des fins monopolisatrices. Or, en l'absence de preuves documentées, il est extrêmement difficile de juger des motifs des pétrolières. Il faudrait pouvoir recourir à des critères objectifs qui sont aussi très difficiles à établir. La Commission traite de lignes directrices à cet égard au chapitre XVI.

La Commission a examiné les marges bénéficiaires des franchisés et des fournisseurs indépendants afin de mieux comprendre comment fonctionnent les marchés de gros et de détail, et d'établir si l'un ou l'autre de ces groupes est victime d'un resserrement des prix. Ces dernières années, les franchisés ont vu leur marge commerciale rétrécir plus que celle des fournisseurs indépendants, puisqu'ils ont bénéficié d'un soutien sur de longues périodes. Pour leur part, les fournisseurs indépendants se sont plaints de ne pas avoir joui de cet avantage pendant les guerres de prix ou d'avoir reçu un soutien moins généreux et plus irrégulier que les franchisés. Cette question des marges bénéficiaires est étudiée dans les chapitres sur l'établissement des prix de l'essence et sur la distribution du mazout.

(b) Le refus d'approvisionner

La question de l'approvisionnement des fournisseurs indépendants par les raffineurs a fait l'objet de preuves et de témoignages. Le refus de passer un

marché est un sujet de préoccupation dans l'industrie pétrolière à cause, principalement, de l'intégration verticale. Des documents de certaines sociétés pétrolières, provenant des dossiers de leurs services de commercialisation, témoignent du souci et de l'opposition que suscite l'approvisionnement des fournisseurs indépendants pratiquant de bas prix. Jusqu'au début des années 1970, Shell avait comme politique de ne pas approvisionner les indépendants et Impériale limitait ses ventes aux très gros fournisseurs de cette catégorie comme Supertest et l'Alberta Farmer's Co-operative. Les produits pétroliers importés et ceux fournis par les autres sociétés ont semblé suffire aux besoins des indépendants. Cependant, il est difficile de croire que ce refus ou cette réticence de la part de deux des plus gros raffineurs n'ont pas affecté la capacité des fournisseurs indépendants de se lancer en affaires et de se développer.

La preuve indique que, en règle générale, les indépendants n'ont pas eu de mal à s'approvisionner au cours des dernières années. Malgré l'opposition ou les appréhensions de leur service de commercialisation, la plupart des sociétés pétrolières ont adopté comme règle de les approvisionner. A l'heure actuelle, Irving Oil est la seule exception à cette règle que l'on connaisse. Selon la Commission, cette matière est grave, car le refus d'approvisionner est l'ultime recours abusif d'une société pétrolière. Certaines difficultés sont survenues pendant une période de pénurie en 1979-1980, et un litige soumis à la Commission a remis en question les moyens que prévoit actuellement l'article 31.2 de la Loi pour régler les cas de refus d'approvisionnement. L'attitude d'Irving Oil pose un problème d'autant plus grave que cette société contrôle une large part de la capacité de raffinage dans les provinces de l'Atlantique.

Au chapitre XX, la Commission traite, de façon exhaustive, de la question de l'obligation d'approvisionner.

8. Conclusions

1. Les raffineurs ont accru leur emprise sur les marchés de la vente au détail à plusieurs égards, en particulier en ce qui concerne l'établissement des prix à la consommation. Il n'existe aucun test simple permettant de déterminer si cet accroissement de l'intégration verticale vers l'aval est anticoncurrentiel. Il faut prendre en considération les modalités de l'intégration, son étendue et le marché où elle se réalise. La nature et l'étendue des relations verticales établies avec les concurrents constituent un élément déterminant parce qu'il en découle un accroissement de l'intégration ou de la concentration horizontale du contrôle sur les variables clés du marché, tels les prix. Cet effet de concentration se produit chaque fois que les raffineurs concluent des accords d'approvi-

sionnement qui leur donnent la maîtrise partielle ou complète des prix pratiqués par leurs clients-concurrents.

2. La proposition formulée par les groupes de détaillants d'interdire aux raffineurs toute exploitation directe des points de vente au détail n'est pas appuyée par le Directeur. Selon la Commission, l'essai qu'en a fait le Maryland montre qu'au lieu d'accroître la concurrence dans la vente au détail de l'essence ou d'apporter quelqu'autre avantage aux consommateurs, cette interdiction a probablement produit l'effet contraire.

3. Dans la mesure où elle permet aux sociétés de stabiliser la demande de leur produit et de mieux prévoir le volume de leurs ventes, l'intégration verticale présente des avantages sur le plan de la planification de la production et des investissements. Il se peut que transformer des transactions commerciales en opérations internes occasionne des économies pour une société pétrolière, mais les informations qui le prouveraient sont difficiles à recueillir et à interpréter et n'ont été fournies par aucun des intervenants qui ont pris part à l'enquête.

XIII

Les propriétés de l'essence

1. Introduction

Les consommateurs ont le droit de savoir dans quelle mesure l'essence distribuée sous une certaine marque de commerce et celle distribuée sous une autre marque leur procurent un rendement équivalent. Il s'agit là d'une donnée essentielle pour quiconque cherche à devenir un acheteur averti. Cette information, outre qu'elle influe sur la gamme de produits offerts aux consommateurs ainsi que sur l'arrivée et l'efficacité de nouvelles sources de concurrence (distributeurs indépendants ou marques peu connues), nous amène à nous poser des questions quant au rôle que doivent vraiment jouer les gouvernants pour que le public dispose de produits normalisés et de renseignements sur la qualité de ces produits.

La Commission a dû se pencher sur ces questions au cours de ses audiences, tandis que pour proposer que le principe de l'exclusivité soit banni du commerce de l'essence, le Directeur a été amené à déterminer quelles étaient les propriétés physiques exactes de l'essence distribuée par les raffineurs. Celles-ci s'étant révélées sensiblement identiques, il a pu soutenir que la nécessité du régime de la concession exclusive (qui obligeait contractuellement les franchisés à s'approvisionner en essence uniquement auprès du fournisseur dont ils annonçaient la marque) n'avait pas été suffisamment démontrée.

2. La qualité de l'essence

La qualité de l'essence débitée à la pompe est avant tout fonction du degré plus ou moins poussé de son raffinage et des impuretés qui ont pu s'y glisser après son départ de la raffinerie. L'essence pourrait se dégrader au cours du transport, par exemple si les camions-citernes dans lesquels elle est stockée ont auparavant contenu d'autres substances et n'ont pas été suffisamment nettoyés; rien n'indique toutefois que cela ait été le cas. Sa qualité pourrait encore se détériorer à l'étape de l'entreposage si de l'eau s'infiltrait dans les réservoirs par suite de leur installation ou de leur entretien

défectueux. Ce sont les lois provinciales qui établissent les conditions à respecter en ce qui concerne l'installation des réservoirs enterrés et d'autres questions telles que la distance devant séparer les conduites des pompes du fond du réservoir où des impuretés peuvent s'accumuler.

Aucun des éléments de preuve soumis à la Commission ne lui a laissé entendre que les autorités provinciales et municipales n'appliquaient pas avec suffisamment de rigueur la réglementation relative à l'installation et à l'entretien des réservoirs, bien qu'un témoin ait souligné le besoin de renforcer les contrôles qui s'exercent en matière de respect des normes. Et quoique ce problème n'ait été relevé chez nous qu'isolément et en de rares occasions, un représentant de l'une des sociétés pétrolières a insisté sur la nécessité d'éviter ici le délabrement qui caractérise un certain type de stations-service américaines. En effet, un cadre supérieur de Texaco Canada a témoigné devant la Commission que, outre sa loyauté envers la marque Texaco, il n'hésiterait tout probablement pas à acheter de l'essence de n'importe quel poste situé au Canada.

3. Les propriétés de l'essence

Les achats de forts volumes d'essence ou de produits pétroliers qui se pratiquent au niveau commercial sont soumis à des prescriptions très rigoureuses pour ce qui est de leurs propriétés et des corps qui peuvent s'y trouver en solution. Ces prescriptions énoncent habituellement la concentration maximale en plomb, en manganèse, en soufre et en «gomme», de même que l'indice d'octane et les valeurs appropriées de distillation et de tension de vapeur qui influent sur la volatilité de l'essence. Les changements dans le rendement du carburant résultant de trop larges écarts entre l'indice d'octane, la volatilité et la tension de vapeur de diverses essences ne sauraient guère passer inaperçus des automobilistes.

(a) La volatilité et la tension de vapeur

Des caractéristiques de la distillation dépendent l'aisance de l'accélération, du démarrage et de la mise en température d'un moteur par temps froid et à diverses altitudes. Une tension de vapeur minimum est indispensable aux départs par basses températures, mais une tension excessive peut créer un «tampon de vapeur» dans le circuit du moteur et perturber ainsi le fonctionnement de la pompe. La courbe de distillation et la tension de vapeur doivent donc être adaptées à la température saisonnière et à l'altitude.

(b) L'indice d'octane

Une essence à trop faible indice d'octane entraîne des cognements ou des cliquetis du moteur, synonymes d'un rendement non satisfaisant de ce dernier et d'une consommation peu économique du litre d'essence au kilomètre. Le cognement endommage les pistons et, avec le temps, le moteur lui-même.

Il existe deux grandes méthodes de mesure de l'indice d'octane: la première, dite théorique, utilise un moteur d'essai; la seconde, un moteur réel. La méthode la plus couramment utilisée se situe à mi-chemin de ces deux méthodes. Connue sous le nom de «mesure d'octane sur route» ou d'«indice du pouvoir antidétonant», elle constitue l'indice le plus utile pour les automobilistes.

L'indice du pouvoir antidétonant pour l'essence ordinaire au plomb, utilisé par l'Office des normes générales du Canada (ONGC) et dont il est question ci-dessous, correspond tout simplement à la moyenne arithmétique des indices obtenus grâce aux méthodes de mesure théorique et de moteur réel. Les normes de l'ONGC pour les essences sans plomb régulière et super prévoient aussi une valeur minimale de l'indice d'octane de moteur réel. Dans les cahiers des charges que mettent au point les raffineurs à l'occasion de divers accords d'approvisionnement conclus entre eux, cet indice du pouvoir antidétonant se fonde parfois sur une moyenne qui donne plus de poids à la valeur de l'indice d'octane de moteur réel. Puisque cet indice est moins élevé que celui que permet d'obtenir la méthode théorique, l'indice du pouvoir antidétonant qui en résulte est plus élevé que celui de l'ONGC.

C'est avec l'addition de plomb qu'un raffineur peut accroître le plus économiquement possible les indices d'octane. La réduction ou même l'éventuelle élimination complète de cet élément pour des raisons de santé a amené les raffineurs à recourir à diverses autres méthodes en vue d'augmenter la proportion des hydrocarbures à fort indice d'octane. Certains additifs tels que le méthanol ont la réputation de réduire le pouvoir calorifique de l'essence et, par conséquent, d'augmenter sa consommation au kilomètre, alors que d'autres, le toluène ou le benzène, par exemple, procurent des résultats contraires. Le pouvoir calorifique ne représente cependant que l'un des aspects à prendre en considération à cet égard. Il faut encore tenir compte de la stabilité et de la solubilité à l'eau de l'essence, ainsi que de l'usure du moteur. Comme les méthodes utilisées pour faire varier l'indice d'octane peuvent se révéler plus ou moins coûteuses, les raffineurs en ont été amenés à utiliser ou à mettre à l'épreuve des méthodes différentes.

Jusqu'à maintenant et d'un point de vue technologique, l'essence d'une catégorie donnée a représenté un produit passablement homogène. Cet état

de choses pourrait changer si les raffineurs décidaient d'employer des méthodes différentes pour obtenir les indices d'octane voulus. Dans une certaine mesure les opérateurs de terminaux et les grossistes pourraient eux aussi fabriquer des mélanges, entre autres, pour changer les niveaux d'octane.

Le supercarburant a un plus fort indice d'octane que l'essence ordinaire. Il est possible de se procurer des catégories intermédiaires d'essence uniquement dans les stations-service Sunoco munies de l'équipement permettant de réaliser de tels mélanges. Les exigences et indices d'octane varient légèrement au Canada à cause des différentes altitudes. Selon l'ONGC, il existe trois zones d'altitude différentes:

— l'Est canadien (dont fait partie l'Ontario) et la région côtière de la Colombie-Britannique;

— le Manitoba et la Saskatchewan;

— l'Alberta, la région intérieure de la Colombie-Britannique, le Yukon et les Territoires du Nord-Ouest.

4. Les normes relatives à l'essence

L'ONGC établit des normes relatives aux produits par l'intermédiaire d'un certain nombre de comités. Il est reconnu par le Conseil canadien des normes, organisme de coordination du Système de normes nationales, à titre d'organisme national de rédaction de normes. Les normes actuelles de l'ONGC relatives à l'essence ont été établies en janvier 1979. Toutes les sociétés de raffinage sont représentées au sein du comité de rédaction des normes, tout comme le sont le Conseil national de recherches, le Research Council of Alberta, quelques ministères provinciaux et plusieurs grands acheteurs de produits pétroliers, notamment cinq ministères fédéraux.

Aux termes de leurs règlements, l'Ile-du-Prince-Édouard, la Nouvelle-Écosse et l'Ontario exigent que l'essence vendue sur leur territoire soit conforme aux normes de l'ONGC. L'Alberta et le Québec ont établi leurs propres normes. Les normes du Québec sont les mêmes que celles de l'ONGC, et celles de l'Alberta présentent une légère différence en ce qui concerne la tension de vapeur minimale de l'essence d'hiver.

D'après le tableau 1 et les éléments de preuve des sociétés pétrolières, les indices d'octane de la production des raffineurs sont supérieurs à ceux que

prévoient les normes de l'ONGC. A ce sujet, voici un passage d'une déposition de M. John Stevens, de la Cie Pétrolière Impériale Ltée:

> . . . tous les raffineurs au Canada excèdent dans une proportion considérable ces indices d'octane normalisés, et la différence qui existe sur le marché correspond à la proportion dans laquelle vous excédez la norme. Si vous tentiez de vendre de l'essence ordinaire d'un indice d'octane inférieur à ces normes, vous auriez du mal à trouver preneur, étant donné la piètre performance du produit.
>
> Il s'agit là d'une caractéristique à l'égard de laquelle les consommateurs sont beaucoup plus exigeants que la norme elle-même.
>
> En ce qui concerne certaines de ces autres caractéristiques, par exemple la tension de vapeur Reid et la distillation, . . . je crois pouvoir affirmer de façon générale que les raffineurs excéderaient probablement les taux prévus par les normes de l'ONGC dans les provinces où ces normes ne sont pas imposées par la loi, parce que les consommateurs refuseraient d'utiliser un produit de moindre qualité.

Tableau XIII-1

Indices moyens d'octane route de l'essence dans un certain nombre de zones urbaines, d'août 1982 à juillet 1983

ONGC/Société*	Super-carburant sans plomb	Essence ordinaire sans plomb	Essence ordinaire au plomb
	HALIFAX		
ONGC	*90,0*	*87,0*	*88,0*
2	91,5	89,1	89,8
3	92,0	89,4	90,2
4	91,8	89,3	89,9
7	91,6	88,9	89,6
Différence la plus considérable**	0,5	0,5	0,4
	MONTRÉAL		
ONGC	*90,0*	*87,0*	*88,0*
0	91,8	89,0	90,0
1	91,8	89,6	90,6
2	91,5	89,0	89,9
3	92,0	89,4	90,3
4	91,6	88,4	89,8
5	91,4	88,3	89,5
6	91,1	88,3	89,2
7	91,7	88,8	90,0
Différence la plus considérable	0,9	1,1	1,4
	TORONTO		
ONGC	*90,0*	*87,0*	*88,0*
0	91,8	88,4	89,3
1	91,7	88,5	89,1
2	91,5	88,9	89,4
4	91,5	88,5	89,1
5	91,5	88,4	88,8
6	91,2	88,4	89,0
Différence la plus considérable	0,6	0,1	0,5

Tableau XIII-1 (suite)

Indices moyens d'octane route de l'essence dans un certain nombre de zones urbaines, d'août 1982 à juillet 1983

ONGC/Société*	Super-carburant sans plomb	Essence ordinaire sans plomb	Essence ordinaire au plomb
	SARNIA/HAMILTON		
ONGC	*90,0*	*87,0*	*88,0*
2	91,5	88,9	89,4
5	91,8	88,6	89,0
6	91,4	88,5	89,2
7	91,7	88,8	89,4
Différence la plus considérable	0,4	0,4	0,4
	WINNIPEG		
ONGC	*88,0*	*86,5*	*86,5*
0	91,0	87,4	88,8
2	90,5	88,0	89,0
5	90,9	87,3	89,0
Différence la plus considérable	0,5	0,7	0,2
	REGINA		
ONGC	*88,0*	*86,5*	*86,5*
0	91,1	88,0	87,8
1	90,7	88,1	87,9
2	90,0	88,2	87,7
Différence la plus considérable	1,1	0,2	0,2

Tableau XIII-1 (fin)

Indices moyens d'octane route de l'essence dans un certain nombre de zones urbaines, d'août 1982 à juillet 1983

ONGC/Société*	Super-carburant sans plomb	Essence ordinaire sans plomb	Essence ordinaire au plomb
	EDMONTON		
ONGC	*87,0*	*85,5*	*85,5*
1	90,3	88,5	87,5
2	89,7	87,0	86,8
4	90,0	87,4	86,9
5	90,0	88,3	87,4
6	89,5	87,4	88,8
7	91,3	89,2	87,0
Différence la plus considérable	1,8	2,2	1,2
	VANCOUVER		
ONGC	*90,0*	*87,0*	*88,0*
0	91,6	88,9	89,5
1	91,7	89,0	89,4
2	91,4	88,8	89,6
5	92,0	88,9	89,9
Différence la plus considérable	0,6	0,2	0,5

* L'identité des sociétés est dissimulée grâce à un code numérique.

** Les différences les plus considérables entre les indices moyens d'octane route des essences des sociétés énumérées.

Sources: Ethyl Corporation et Office des normes générales du Canada.

Des témoins d'Impériale ont affirmé qu'une différence de 0,4 dans l'indice d'octane route serait perçue par le consommateur. Selon d'autres experts techniques, cette différence perceptible serait plutôt de l'ordre de l'unité. Comme l'ont fait remarquer les témoins des sociétés pétrolières, les raffineurs n'accroîtront les indices d'octane (cette opération les obligeant à assumer des frais supplémentaires) que s'ils prévoient en retirer un avantage au niveau de la vente. Bien qu'un certain nombre de différences assez considérables entre les moyennes les plus fortes et les plus faibles de toutes les catégories d'essence figurent dans le tableau 1 relatif aux villes de Montréal et d'Edmonton, et du supercarburant à Regina, les indices d'octane des divers raffineurs ne semblent pas présenter de constantes. Par exemple, quoique l'indice d'octane du supercarburant sans plomb de la société «0» soit plus élevé que celui de la production des deux autres raffineurs ayant fait l'objet d'un échantillonnage à Regina, aucune différence semblable n'est relevée dans le cas de l'essence ordinaire ou sans plomb. La même situation existe à Winnipeg, où les essences ordinaires et supercarburants sans plomb de la société «7» (mais non son essence ordinaire au plomb) présentaient des indices d'octane plus élevés que ceux des autres fournisseurs. L'indice d'octane de l'essence de la société «7» est semblable à celui d'un certain nombre d'autres fournisseurs dans des villes du Centre et de l'Est du Canada. Seule la société «3» se situait dans la moyenne supérieure (ou s'en approchait) dans les deux centres — soit Halifax et Montréal — où son essence est vendue. Toutefois, les différences entre les indices moyens et ceux de plusieurs sociétés sont minimes. Il est donc peu probable qu'une société décide de produire systématiquement une essence d'un indice d'octane plus élevé afin de devancer ses concurrentes sur le plan de la qualité. Et quelle que soit l'exactitude de l'échantillonnage servant de base aux indices de la Ethyl Corporation[1], les classements divergents des sociétés dans diverses parties du pays révèlent que leurs résultats dépendent de la raffinerie qui les ravitaille. Pour soutenir le contraire, il faudrait supposer qu'elles modifient géographiquement leurs stratégies de mise en marché en fonction de l'indice octane.

5. Les normes relatives à l'essence et les ententes de troc

Les ententes d'approvisionnement entre les raffineurs s'accompagnent de prescriptions strictes en ce qui concerne les produits. Bien que ces prescriptions ne doivent correspondre aux normes de l'ONGC que dans cinq provinces, la preuve révèle qu'elles y satisfont toujours ou y sont même supérieures à travers le Canada.

---

1. La Ethyl Corporation fournit du plomb tétraéthyle aux raffineurs et mesure les niveaux d'octane des essences en guise de service pour sa clientèle.

L'essence fournie à d'autres raffineurs sous des accords d'approvisionnement est ordinairement le même produit mis en marché par le fournisseur. Les raffineurs-fournisseurs utilisent presque toujours sans la modifier l'essence qu'ils reçoivent dans le cadre d'ententes de troc. Ainsi, l'essence vendue par les sociétés ayant participé à un accord d'échange sera en général exactement la même. Seuls des témoins d'Impériale ont déclaré que leur société avait modifié en de rares occasions l'essence qu'elle avait reçue en troc, et cela, dans des circonstances qui semblaient très spéciales.

6. L'essence vendue par des indépendants

L'essence achetée par des indépendants est exactement la même que celle que les raffineurs fournissent à leurs propres services de vente et à d'autres raffineurs dans le cadre d'ententes de troc, de traitement et d'acquisition. Si l'on exclut les problèmes éventuels pouvant découler de la contamination des réservoirs des camions-citernes ou des installations inadéquates d'entreposage, la qualité de l'essence vendue par les indépendants et les *Majors* ne devrait donc présenter aucune différence.

7. Les produits importés

L'importation des produits pétroliers est un autre facteur qui peut expliquer les différences de qualité. Bien que les indépendants importent une très faible quantité de produits par camion des États-Unis, la majeure partie de ces produits est actuellement importée par les raffineurs. Un témoin de l'un des *Majors* a déclaré que le seul cas dont il pouvait se rappeler où de l'essence qui ne satisfaisait pas aux normes avait été importée au Canada était de l'essence provenant de l'Europe au cours des années 1960. Un témoin d'une autre société a affirmé avoir eu du mal à trouver à l'étranger de l'essence sans plomb et du carburant diesel d'hiver qui satisfaisaient aux exigences de sa société. Il existe sans nul doute une plus grande différence de qualité entre les produits offerts sur le marché international qu'entre les produits offerts au Canada. Les usagers qui habitent dans les régions les plus accessibles aux importations soit en Ontario, au Québec et dans le Sud de la Colombie-Britannique bénéficient maintenant, dans les deux premiers cas, de la protection conférée par les normes de l'ONGC. La Colombie-Britannique n'a pas encore adopté ces normes. Cependant, le souci des fournisseurs de sauvegarder la réputation de leurs marques de commerce devrait en général mettre les consommateurs à l'abri des produits importés de qualité inférieure.

8. Les marques signifient-elles des différences de qualité?

Les responsables de la commercialisation témoignant au nom des grandes sociétés pétrolières étaient fort peu disposés à reconnaître que, d'une marque à l'autre, la qualité ou le rendement de l'essence ne variait guère. Chacun par contre, veillait soigneusement à ne pas revendiquer la supériorité des qualités d'une essence de marque particulière, comparativement à celle mise en marché sous d'autres marques. Tel que mentionné auparavant, un cadre d'une société pétrolière a déclaré que, mise à part la loyauté envers sa société, il n'hésiterait pas à acheter de l'essence dans n'importe quel point de vente au Canada.

Bien qu'il puisse y avoir peu de différences sensibles, ou pas du tout, entre les diverses marques d'essence, cela ne signifie pas forcément que la marque soit sans importance. Car, indépendamment des éléments annexes à la vente de l'essence (par exemple, l'aspect des débits et les normes de service), les marques de commerce peuvent offrir une protection au consommateur, parce que les sociétés qui soignent leur image de marque se donneront un certain mal pour assurer la qualité du produit et indemniser les consommateurs si son usage donnait lieu à des problèmes.

9. L'affichage des indices d'octane et des normes minimales

L'essence vendue au Royaume-Uni est vendue selon quatre catégories, chacune d'elles devant correspondre à un indice minimal d'octane. Des panneaux indiquant les indices d'octane route sous la mention «Pas moins de . . .» sont installés aux États-Unis depuis 1979. Est-ce qu'une exigence du même ordre profiterait aux consommateurs canadiens? Un avantage éventuel en serait, pour eux, une meilleure connaissance du produit à acheter. En outre, si les indices étaient affichés, les consommateurs pourraient se voir offrir un plus grand choix qu'actuellement, attendu que l'affichage ouvrirait la voie à une concurrence plus apparente quant à la teneur de l'essence en octane. Par exemple, tous les consommateurs n'exigent pas d'un carburant qu'il soit conforme aux normes minimales de l'ONGC; ils ne l'exigent pas davantage du carburant aux normes même supérieures qu'observent les raffineurs. L'indice d'octane route de l'ONGC pour l'essence ordinaire au plomb dans l'Est du Canada est de 88. La moyenne non pondérée des indices d'octane théorique et moteur requis dans le cas de l'essence au plomb «deux étoiles» et «trois étoiles» au Royaume-Uni est respectivement de 85 et de 88. Il pourrait fort bien se trouver des consommateurs canadiens pour estimer suffisante à leurs besoins l'essence ordinaire «deux étoiles», d'indice d'octane inférieur, en usage au Royaume-Uni. Les automobilistes ne reçoivent aucun

avantage de l'utilisation d'une essence à teneur d'octane plus élevée qu'en exige le moteur.

L'avantage d'un choix d'indices d'octane plus vaste que celui dont on dispose actuellement peut se révéler plus grand dans le cas de l'essence sans plomb que pour l'essence au plomb, parce qu'il est plus coûteux de hausser les indices d'octane de l'essence sans plomb. Ainsi, les consommateurs qui se voient contraints d'acheter de l'essence à indices d'octane plus élevés que ce qu'ils achèteraient autrement pourraient éventuellement bénéficier de plus grandes économies sur le coût de l'essence sans plomb.

Le fait d'offrir une gamme plus étendue d'octanes donnerait proportionnellement à ceux qui ne sont pas raffineurs un choix plus intéressant du côté des importations. Cette formule pourrait s'appliquer à l'ensemble de l'échelle des octanes, y compris l'échelon le plus élevé. On saisit plus facilement les avantages que trouverait un vendeur à fournir un produit plus coûteux, aux caractéristiques supérieures, lorsque les facteurs de supériorité peuvent être facilement reconnus.

Quelle que soit la valeur éventuelle de l'affichage des indices d'octane, il pourrait être difficile de l'adopter pour l'essence sans plomb. Comme on l'a signalé plus tôt, il peut y avoir des variations significatives du pouvoir calorifique suivant les composants et les additifs utilisés pour élever les indices d'octane. L'affichage des seuls indices d'octane pourrait induire le consommateur en erreur quant à la valeur générale de l'essence, à moins que des renseignements sur le pouvoir calorifique ne lui soient également fournis. Cependant, si une variation importante devait se manifester dans le pouvoir calorifique, il serait sage d'en informer les consommateurs de toute façon.

La Commission n'a pas entendu de témoignages sur les effets qu'auraient sur le marché les systèmes appliqués en Grande-Bretagne et aux États-Unis, et elle ne dispose pas non plus d'informations sur les indices d'octane requis pour l'ensemble du parc automobile fonctionnant à l'essence. Elle n'a pas entendu de témoignages ni d'arguments qui se seraient attaqués à la question d'un changement possible du système canadien de catégorisation.

10. Conclusion

La Commission n'est pas en mesure de faire des recommandations à cet égard. Elle a toutefois été frappée par les avantages qu'on pourrait tirer d'un système de catégorisation moins restrictif. Il peut également exister — cela va de soi — des coûts qui soient moins apparents que les profits. En procédant à un examen préliminaire des coûts, on aurait tort de supposer

qu'un élargissement du choix des consommateurs amènerait les débits à offrir une gamme plus étendue de produits. Ni le diesel ni le propane ne sont disponibles dans tous les points de vente; il pourrait donc en être facilement de même si le choix devenait plus varié dans le domaine de l'essence. De fait, si ce n'est que pour veiller à l'application des règlements, il n'y a aucune raison de considérer que le contrôle des coûts de distribution d'essence aux indices d'octane plus divers relève des pouvoirs publics. Il vaut mieux laisser aux marchés le soin de résoudre ce problème de distribution.

XIV

Le commerce de l'essence au détail

1. Introduction

L'essence vient au premier rang des produits pétroliers pour ce qui est de la production et des ventes. En 1984, elle représentait 42 p. 100 des ventes de produits pétroliers réalisées par les raffineurs. Ce produit occupe une place encore plus avantageuse si l'on examine les revenus qui découlent de ces ventes. Les ventilations figurant dans les rapports annuels de trois raffineurs d'envergure nationale indiquent que, toujours en 1984, plus de 45 p. 100 de leurs revenus provenaient des ventes d'essence.

L'essence débitée à la pompe représentait 84 p. 100 des ventes d'essence réalisées au pays. Les autres ventes ont permis de ravitailler les entreprises de camionnage et de transport en commun, des exploitations agricoles, des services publics, des commerces ou des collectivités. Le présent chapitre porte uniquement sur la vente de l'essence au détail.

En un peu plus d'une décennie, des transformations radicales se sont opérées dans le commerce de l'essence au détail. Les plus frappantes ont été la fermeture d'un grand nombre de débits, l'accroissement du volume des ventes grâce aux libres-services, l'emploi de marques secondaires par des sociétés pétrolières intégrées, la résorption des écarts de prix entre les produits offerts, l'augmentation du nombre de stations gérées par les sociétés et la modification des rapports entre les indépendants et leurs fournisseurs. On ne saurait traiter de l'emprise qu'exerçaient les raffineurs sur le secteur du détail, et des moyens dont ils disposaient à cette fin, sans comprendre ces tendances et ces changements d'ordre structurel, et sans avoir en main les renseignements sur la fixation des prix qui figurent au chapitre XVI.

2. Les acteurs

Le commerce de l'essence au détail s'effectue par l'intermédiaire de détaillants du réseau des sociétés pétrolières intégrées, de mandataires ou de salariés distribuant la marque principale ou une marque secondaire de ces

mêmes sociétés, ainsi que par celui de fournisseurs non raffineurs utilisant une marque privée (les indépendants).

Pour alimenter le présent chapitre, nous avons surtout fait appel aux données du cabinet Kent Marketing Services Limited portant sur le volume des ventes et sur le nombre et les différents types de points de vente (libre-service ou station offrant des services complets) distribuant des marques particulières dans diverses zones de commercialisation urbaines. Les données prennent en compte 16 zones urbaines réparties dans tout le Canada et représentant 35 p. 100 de l'ensemble des ventes d'essence au détail. La rubrique «Toronto» recouvre parfois cinq de ces 16 zones, y compris le Toronto métropolitain, de sorte que certains des calculs et des tableaux concernent 12 plutôt que 16 centres urbains. La plupart des données portent sur les années 1974, 1980 et 1984.

Avant que Petro-Canada n'acquière de l'importance, les quatre sociétés pétrolières intégrées d'envergure nationale étaient Impériale, Shell, Gulf et Texaco. En faisant l'acquisition de Petrofina en 1981 et de BP en 1983 (celle de Pacific Petroleums avait déjà été réalisée en 1979), Petro-Canada est devenue une grande société nationale. L'acquisition partielle de Gulf en 1985 par Petro-Canada a donné à l'organisation en aval de cette dernière une présence aussi forte dans l'Ouest du Canada qu'elle en avait eu auparavant au Québec et en Ontario et, en même temps, a augmenté de façon importante sa présence en Ontario.

Des données sur les marchés de douze zones urbaines du Canada révèlent que la part combinée du marché que détenaient les sociétés Impériale, Shell, Gulf et Texaco, grâce à des points de vente affichant leur marque principale et leur marque secondaire, était de 59,6 p. cent en 1974 et de 58,4 p. 100 en 1980 (voir le tableau 1 ci-dessous). En 1984, cette part n'était plus que de 53,5 p. 100, une baisse aussi substantielle étant principalement attribuable à l'amenuisement de la part de marché détenue par la Cie Pétrolière Impériale dans toutes les agglomérations visées par l'enquête (voir les tableaux 1 à 3 de l'annexe J, La structure du marché de détail de l'essence). Cette diminution est semblable à celle que l'on a observée pendant la période visée par le Livre vert, lorsqu'Impériale, la plus importante des grandes sociétés pétrolières nationales, avait vu ses ventes se résorber dans toutes les régions du Canada. Si l'on ajoute Petro-Canada aux quatre grandes sociétés pétrolières nationales, on constate que leur part estimative du marché s'élevait à 70,7 p. 100 en 1984. Avec la vente des actifs de Gulf en 1985 à Petro-Canada et à Ultramar, il n'y a plus que quatre *Majors* détenant une part du marché de 68 p. 100 approximativement (si on utilise les données pour 1984).

Tableau XIV-1

Part du marché de l'essence au détail détenue par les grands raffineurs-fournisseurs 1974, 1980 et 1984 (en %)

	1974	1980	1984
St. John's	70,0	64,2	57,1
Halifax-Dartmouth	68,4	61,8	55,8
Saint-Jean (N.-B.)	43,8	34,4	28,6
Montréal	59,7	54,6	50,2
Hull	53,0	43,8	36,0
Ottawa	46,7	47,6	47,3
Oshawa-Whitby	47,9	53,4	42,9
Toronto	59,3	62,6	56,1
Winnipeg	68,0	65,4	59,4
Regina	66,4	61,2	59,0
Edmonton	66,9	62,0	61,3
Vancouver	57,4	58,1	52,4
TOTAL (moyenne pondérée)	59,6	58,4	53,5

Note: Dans ce chapitre, comme il en est question dans les données du cabinet Kent Marketing présentées à la Commission, «Montréal» signifie Montréal métropolitain.

Source: Tableaux 1-3 de l'annexe J.

Parmi les fournisseurs d'essence au détail, il faut aussi inclure les raffineurs intégrés régionaux. Ce sont, à l'heure actuelle, les sociétés Irving Oil (Saint-Jean (N.-B.)), Ultramar (Saint-Romuald (Québec)), Suncor (Sarnia), Consumers' Co-operative (Regina), Turbo Resources (Calgary), Husky (Prince George) et Chevron (Burnaby)[1]. Petro-Canada a fait l'acquisition de trois raffineurs régionaux (Pacific Petroleums, Petrofina et BP). En 1982, Turbo, qui avait été jusqu'à ce moment un important revendeur indépendant, est devenu raffineur, faisant ainsi croître la part du marché détenue par les sociétés intégrées régionales dans les provinces de l'Ouest. Comme cette société a cédé à la Alberta Gas Chemicals Limited, le 1er décembre 1984, ses éléments d'actifs la reliant à la vente au détail dans l'est du pays (soit ses stations Spur Oil en Ontario), ses activités dans ce secteur se limitent désormais à l'Ouest canadien. La moyenne pondérée de la part combinée du marché des raffineurs régionaux dans les douze agglomérations urbaines était de 25,1 p. 100 en 1974 et de 26,4 p. 100 en 1980; elle est passée à 32,2 p. 100 en 1984 (voir le tableau 2). La croissance observée en 1984 tenait à trois facteurs: l'acquisition de revendeurs indépendants, la croissance interne, particulièrement chez Petro-Canada, et l'implantation de

1. Petrosar vend son essence en gros à d'autres raffineurs et à des fournisseurs non intégrés.

Turbo sur le marché. Nous avons inclus Petro-Canada parmi les raffineurs régionaux afin de conserver aux données relatives à la période visée une certaine continuité. Petro-Canada est incluse dans la catégorie des «raffineurs régionaux» afin de faciliter la compréhension des données. Elle est seulement devenue une *Major* d'envergure nationale après son acquisition de Petrofina en 1981 et de BP en 1983.

Dans les zones urbaines visées par l'enquête, les fournisseurs non intégrés distribuant une marque privée (ou fournisseurs indépendants) détenaient ensemble 15,3 p. 100 du marché en 1974, 15,2 p. 100 en 1980 et 14,3 p. 100 en 1984 selon les données d'un sondage effectué auprès de 16 agglomérations urbaines par le cabinet Kent Marketing. Après avoir enregistré une croissance rapide à partir d'une très modeste base dans les années 1950 et 1960, ces indépendants ont vu leur part du marché «national» se stabiliser relativement depuis le début des années 1970. L'étude des données du tableau 3 indique que la part du marché des indépendants a fluctué entre 1974 et 1984. La disparition de Turbo en tant que fournisseur indépendant explique le recul des indépendants à Regina et Edmonton au cours de cette période. Le recul observé à Vancouver de 1974 à 1980 a été attribué à la disparition d'Eaton's et de plusieurs autres petits indépendants. L'acquisition de Merit (y compris Pay-N-Save) par Petro-Canada en 1981 et le fait que la société Turbo Resources Ltd. s'est jointe aux raffineurs en 1982 expliquent le recul qui s'est produit après 1980. Si la situation de Turbo ne s'était pas modifiée, la part du marché «national» des indépendants serait passée à 15,6 p. 100 en 1984.

Dans les provinces de l'Atlantique, la présence d'indépendants est représentée par trois points de vente ou moins dans chaque agglomération urbaine. Cette présence plutôt modeste semble due à un certain nombre de facteurs. Les indépendants ont déjà été plus nombreux dans cette région. Toutefois, Irving est devenue une société intégrée tandis que d'autres indépendants ont été achetés par Petrofina. Il faut cependant préciser que la situation actuelle dans ces provinces rend l'accès au marché plus difficile qu'ailleurs au pays. Irving, le plus important des raffineurs, refuse de livrer aux indépendants. En Nouvelle-Écosse, les restrictions sur les types de points de vente autorisés par le Public Utilities Board de même que ceux autorisés par le Public Utilities Commission sur l'Île-du-Prince-Édouard ont sensiblement réduit le nombre de possibilités dont pourraient disposer les sociétés désireuses de s'implanter sur le marché et, en particulier, les indépendants qui, pour réussir, sont souvent tenus d'offrir des services non traditionnels. La taille restreinte de presque tous les marchés locaux constitue d'ailleurs un obstacle pour toute société qui désire y pénétrer.

Tableau XIV-2

Part du marché de l'essence au détail détenue par les raffineurs-fournisseurs régionaux 1974, 1980 et 1984 (en %)

	1974	1980	1984
St. John's	30,1	33,1	42,8
Halifax-Dartmouth	31,0	36,6	44,0
Saint-Jean (N.-B.)	53,1	57,5	63,6
Montréal	31,3	31,6	36,8
Hull	30,5	33,3	39,6
Ottawa	20,0	22,0	26,7
Oshawa-Whitby	22,9	28,1	23,7
Toronto	25,4	24,0	29,5
Winnipeg	9,2	15,7	19,3
Regina	15,6	17,6	34,6
Edmonton	12,7	16,9	22,7
Vancouver	25,5	28,5	37,9
TOTAL (moyenne pondérée)	25,1	26,4	32,2

Note: L'acquisition des actifs de Gulf en 1985 par Ultramar aurait augmenté la part de marché des raffineurs régionaux dans certaines villes de l'Est du Canada. Si l'on omet Petro-Canada, la part du marché des raffineurs régionaux a été de 15 p. 100 en 1984.

Source: Tableaux 1-3 de l'annexe J.

Tableau XIV-3

Part du marché de l'essence au détail détenue par les indépendants 1974, 1980 et 1984 (en %)

	1974	1980	1984
St. John's	—	2,7	0,1
Halifax-Dartmouth	0,7	1,6	0,2
Saint-Jean (N.-B.)	3,1	8,0	7,8
Montréal	9,0	13,8	13,0
Hull	16,6	22,9	24,3
Ottawa	33,3	30,4	26,0
Oshawa-Whitby	29,2	18,4	33,4
Toronto	15,3	13,4	14,3
Winnipeg	22,8	18,9	21,4
Regina	18,0	21,2	6,4
Edmonton	20,4	21,1	16,0
Vancouver	17,2	13,4	9,7
TOTAL (moyenne pondérée)	15,3	15,2	14,3

Source: Tableaux 1-3 de l'annexe J.

Comme on le voit dans le tableau 4 ci-dessous, qui ne porte pas sur les mêmes données que le tableau 3, la part du marché des indépendants a diminué de 1981 à 1984. Cet amenuisement s'est surtout produit en 1982, et il s'explique en partie par la mise en exploitation des raffineries de Turbo, ce qui a eu pour conséquence de faire perdre un client aux sociétés Impériale et Suncor. D'autres gains et pertes qui ont fait varier la part du marché des indépendants au niveau national et régional peuvent tenir au fait que d'importants revendeurs clients des six raffineurs visés par l'enquête du ministère de l'Énergie, des Mines et des Ressources (EMR) sont passés à d'autres raffineurs (par exemple, de Shell à Chevron). Un certain nombre de mises en garde dont il faut tenir compte lorsqu'on compare les tableaux 3 et 4 sont exposées à l'annexe H.

Tableau XIV-4

Part estimative du marché de l'essence détenue par les revendeurs indépendants 1981 à 1984 (en %)

	1981	1982	1983	1984
Atlantique	5,7	4,8	3,5	6,5
Québec	13,2	14,7	16,0	12,6
Ontario	18,6	16,4	16,2	15,7
Prairies	17,0	12,3	10,1	10,2
Colombie-Britannique	13,5	11,6	10,0	12,3
Canada	15,7	13,8	13,3	12,8

Notes et sources: Les données estimatives sur la part du marché détenue par les indépendants ont été obtenues du ministère de l'Énergie, des Mines et des Ressources (EMR). Ces données indiquent, en pourcentage, l'ensemble des ventes des raffineurs effectuées par les réseaux de commerce indirects plutôt que directs. Elles se fondent sur les données fournies à EMR par les quatre grandes sociétés pétrolières (Impériale, Shell, Gulf et Texaco), et par Suncor et Ultramar. L'ensemble des ventes de ces raffineurs représentait, en moyenne, 71 p. 100 des ventes intérieures d'essence de cette industrie pendant la période visée. Pour savoir si les parts du marché attribuées aux indépendants dans le tableau traduisent vraiment la réalité, il suffit donc de déterminer si, comparativement aux autres raffineurs, les six raffineurs visés par l'enquête ont vendu aux indépendants une partie plus ou moins grande de leur production. Étant donné qu'Irving n'approvisionne pas les indépendants et qu'Impériale et Suncor leur vendent des pourcentages relativement importants de leur production, il est probable que les parts du marché attribuées aux indépendants sont un peu exagérées, en particulier dans les provinces de l'Atlantique.

La Commission croit que les parts du marché que détiennent les catégories principales de fournisseurs (raffineurs nationaux, raffineurs régionaux et indépendants) dans les agglomérations urbaines prises en considération pour une année donnée et à plus long terme correspondent d'assez près aux parts qu'elles détiennent à l'échelle nationale. Elle croit, en outre, selon les données disponibles que la part du marché national attribuée aux indépendants n'est pas réellement atténuée, point de vue supporté par les données d'EMR au tableau 4, sinon cette information aurait été démentie par

certains des enquêtés qui disposent de renseignements plus complets que ceux qui ont été présentés comme éléments de preuve.

3. L'évolution du commerce de détail — de 1950 à nos jours

Dans les années 1950 et 1960, la présence d'un grand nombre de stations, aux débits très modestes, distribuant la marque principale des raffineurs par l'entremise de concessionnaires, caractérisait le commerce de l'essence au détail pratiqué par les sociétés intégrées d'envergure nationale et régionale. Outre l'essence débitée à la pompe, ces stations assuraient des services d'entretien et de réparation de voitures. Le grand nombre de points de vente permettait aux automobilistes de se procurer facilement la marque de leur choix. En leur proposant des cartes de crédit, les sociétés rendaient cet achat encore plus facile.

Au cours des années 1950, les fournisseurs non intégrés se sont implantés sur le marché du détail, en particulier dans les villes. Certains de ces indépendants étaient des grands magasins ayant des raisons sociales bien connues et une clientèle extrêmement fidèle (Sears et Woodwards); d'autres étaient spécialisés dans la vente de l'essence (Caloil et Natomas). Comme les indépendants vendaient leur essence à des prix moins élevés que les fournisseurs traditionnels, ils ont pu pénétrer rapidement le marché. Ainsi qu'on l'a mentionné dans le chapitre V, des études internes menées par les sociétés pétrolières du milieu des années 1960 au début des années 1970 ont montré que c'est en partie grâce à leurs coûts unitaires moindres que les indépendants avaient pu offrir de l'essence à des prix sensiblement moins élevés que les prix des grandes marques, sans sacrifier pour autant leurs marges bénéficiaires. Selon ces études, diverses raisons expliquaient ces coûts moindres. Certains indépendants n'ont pas hésité à s'installer un peu a l'écart, réduisant ainsi leurs frais d'établissement. Dans ces stations dépourvues de tout luxe, les frais d'entretien demeuraient aussi réduits à l'essentiel. Un grand nombre d'indépendants vendaient de l'essence sans assurer la réparation des voitures, ce qui leur permettait d'embaucher une main-d'oeuvre peu qualifiée. La gestion de ces stations était fréquemment assumée par les sociétés principalement puisqu'en confiant la fixation de leurs prix à une entité centralisée, les indépendants pouvaient s'adapter avec beaucoup plus de rapidité et souvent avec plus de souplesse que les fournisseurs intégrés à des marchés changeants. Cette façon de procéder leur évitait également de sacrifier leur volume de ventes au profit de marges bénéficiaires (et de prix) plus élevés, ainsi que le faisaient les réseaux des *Majors* où chaque détaillant demeurait habituellement libre de ses prix. Bon

nombre de fournisseurs nouvellement établis ont su éviter les frais liés aux cartes de crédit ainsi que les frais occasionnés par la publicité de marque. La moyenne élevée des volumes de vente a contribué dans une large mesure à réduire les coûts unitaires de certains indépendants les mieux établis. Les grandes sociétés pétrolières ont donc vu les produits offerts à bas prix par les indépendants attirer un nombre croissant de consommateurs désireux d'économiser et prêts, pour ce faire, à acheter de l'essence sans marque.

Au cours de la même période et des années 1970, les stations-service traditionnelles ont commencé à perdre du terrain. En effet, les progrès d'ordre technique et conceptionnel réalisés dans le domaine des automobiles ont permis aux usagers d'espacer les vidanges d'huile moteur et les réparations de pneus. Les services spécialisés de réparation de voitures ont fait une concurrence de plus en plus vive aux services de réparation offerts jusqu'alors par les stations-service. Les vastes réseaux de détaillants mis sur pied au cours des années 1950 ne semblaient plus avoir aucune raison d'être.

Pour contrer les prix plus avantageux, les grands raffineurs ont eu recours à des programmes de soutien, alors que les sociétés intégrées modifiaient graduellement leur éventail de produits et de services. Plusieurs *Majors* et autres sociétés ont installé des lave-autos dans leurs stations-service, une façon de procéder qui ne s'est pas limitée aux seuls fournisseurs intégrés. Impériale, Shell et Gulf ont tenté l'expérience des grands centres de diagnostique et de réparation d'automobiles. Vers la fin des années 1960, on a commencé à formuler des stratégies fondées sur la commercialisation de marques secondaires. A partir de 1973, l'augmentation du prix de l'essence consécutive aux décisions de l'OPEP, en creusant l'écart entre ce produit et d'autres articles de consommation, a rendu les consommateurs plus sensibles aux prix. Cette prise de conscience a obligé les raffineurs à se plier aux nouvelles exigences de leurs clients et les a amenés à modifier leur réseau de distribution. Dans la seconde moitié des années 1970, de nombreux libres-services offrant de grandes marques d'essence ont été ouverts tandis que, parallèlement, un grand nombre de stations traditionnelles disparaissaient. Le nombre total des points de vente dans l'ensemble du secteur pétrolier a diminué considérablement, mais le volume moyen des ventes par station a augmenté. Les *Majors* ont amorcé la fermeture de certaines de leurs stations dans les années 1960, mais le rythme s'est accéléré vers le milieu des années 1970, avec la mise en place des libres-services. A la fin des années 1970, ces changements avaient été assez généralement adoptés, exception faite des marques secondaires dont l'utilité s'avérait déjà assez dépassée. D'autre part, les écarts dans les prix à la pompe, dont les indépendants avaient bénéficiés, s'étaient largement rétrécis.

4. Les marques secondaires

(a) Historique

Les «marques secondaires» ont été lancées sur le marché par les *Majors* au cours des années 1960 afin de leur permettre de faire concurrence dans le secteur de l'essence à bas prix. Gain (Impériale), Beaver (Shell) et Regent (Texaco) sont des exemples de marques secondaires. Ces stations étaient toujours exploitées par le raffineur lui-même, qui voulait ainsi contrôler de façon directe les prix au détail du point de vente. Elles n'arboraient ni l'enseigne du raffineur ni celle de sa marque principale. Il s'agissait souvent d'anciennes stations distributrices de grandes marques, qui offraient une gamme de produits limitée. Au début, ces stations n'acceptaient pas les cartes de crédit et n'offraient habituellement aucun service de réparation. Elles pratiquaient des prix aussi avantageux que ceux des indépendants et laissaient aux stations distributrices de grandes marques déjà bien établies les consommateurs moins sensibles aux prix. (D'autres indépendants, tels que Pioneer, ont toutefois essayé d'offrir la même image et les mêmes services que les stations distributrices de grandes marques, tout en pratiquant les mêmes prix ou presque que ces dernières.) En moyenne, les volumes de ventes, en 1973, des stations distributrices de marques secondaires étaient sensiblement plus élevés que ceux des stations distribuant des grandes marques, sauf à Montréal (voir les tableaux 4, 7a et 7b de l'annexe J).

Impériale a déclaré que les stations distributrices de marques secondaires qu'elle avait exploitées avant 1970 (soit Home, Econo et Champlain) n'avaient pas pour cible le créneau des bas prix. En 1970, certaines stations offrant des prix avantageux ont été ouvertes par Impériale sous plusieurs noms de marques secondaires; en 1972 cependant, la marque Gain a été adoptée pour ce genre de station. Jusqu'au cours de 1976, les stations Home et Econo ont mis en pratique une technique de vente de l'essence et d'articles de quincaillerie qui comportait la remise de bons de réduction. Une fois cette expérience abandonnée, la concurrence sur le marché des bas prix s'est faite par l'intermédiaire des points de vente Champlain et Econo.

C'est à la suite de l'acquisition, en 1968, de huit stations Beaver que Shell a ouvert ses premières stations distributrices de marques secondaires. Shell a également donné le nom de Beaver et d'autres marques secondaires (Savex, Gas Mart, Avanti, Alouette) à un grand nombre de stations distributrices de grandes marques. Shell a affirmé que Beaver est maintenant sa seule marque secondaire.

Les marques secondaires de Texaco (Regent, en Ontario, et Indépendant, au Québec) ont aussi été lancées sur le marché à la fin des années 1960.

Texaco ne s'est pas autant intéressée aux marques secondaires que les sociétés Impériale ou Shell.

Gulf a présenté une preuve selon laquelle elle n'avait pas constitué de réseau de distribution de marques secondaires, même si elle avait exploité pendant un certain temps des stations qu'elle avait acquises sous des noms autres que Gulf (soit Royalite et Henderson), avant de leur redonner le nom de «Gulf» au début des années 1970.

Parmi les raffineurs régionaux, Suncor a lancé sur le marché ses marques secondaires à peu près au même moment que les *Majors* (voir le tableau 5 de l'annexe J). Suncor a misé beaucoup plus que les *Majors* d'envergure nationale sur ses marques secondaires (Pronto et Baron) qui ont représenté environ 13 p. 100 de ses ventes d'essence au détail en 1982. Avant d'être achetée par Petro-Canada, BP a également vendu des marques secondaires en Ontario et au Québec par l'intermédiaire de ses stations distributrices de marques secondaires, quoique BP n'a pas ouvert un grand nombre de stations distributrices de marques secondaires avant les années 1980. Petro-Canada a continué d'exploiter des stations distributrices de marques secondaires après son acquisition de Pacific Petroleums (Discount Gas), de Merit Oil (Pay-N-Save) et de BP. Ces anciennes stations BP ont été exploitées sous 24 marques (21 en Ontario et 3 au Québec), ce qui rend difficile leur identification en tant qu'entité commerciale distincte. Les marques secondaires d'Ultramar sont le fruit d'acquisitions diverses (par exemple, Arrow, XL, Spur et Lyle).

(b) Nombre et emplacement

Bien que le nombre de stations distributrices de marques secondaires exploitées par les *Majors* n'ait jamais été tellement élevé, ces points de vente étaient essentiellement concentrés dans les zones urbaines, là où les indépendants étaient le plus actifs. On a demandé à des représentants d'Impériale, société dotée du plus vaste réseau de marques secondaires, si oui ou non la société avait ouvert des stations distributrices de marques secondaires à des endroits où il n'y avait aucun indépendant. Les représentants de la société n'ont nommé que quatre points de vente de ce genre, dont seulement un est toujours exploité en tant que station distributrice de marques secondaires.

La date de lancement sur le marché, les emplacements des stations distributrices et les caractéristiques des marques secondaires des *Majors* viennent corroborer l'opinion selon laquelle ces marques ont été créées pour faire face aux indépendants qui étaient en train de s'emparer d'une portion croissante du marché. Les sociétés pétrolières intégrées ont soutenu que c'est parce que les consommateurs sont devenus de plus en plus sensibles aux prix,

Tableau XIV-5

Nombre de stations distributrices de marques secondaires des *Majors*, de 1970 à 1982

	1970	1971	1972	1973	1974	1975	1976	1977	1978	1979	1980	1981	1982
Impériale	12	nd	nd	nd	148	125	122	139	133	137	136	nd	140
Shell	33	55	93	85	68	62	70	72	73	68	65	nd	nd
Texaco	nd	23	27	25	22	20	20	20	55	68	46	52	nd

Source: Voir la pièce M-451, intercalaire XV-5 et les transcriptions, p. 26750, pour Impériale, la pièce S-32A, p. 1.085, graphique D, estimations visant Shell, et la pièce R-94, tableau II-6 pour Texaco.

à la fin des années 1960, que les sociétés intégrées et les fournisseurs indépendants ont pris les dispositions voulues pour satisfaire à leurs exigences. Ce ne sont pas seulement les consommateurs résidant dans les grandes villes du Canada qui manifestaient un tel intérêt à l'égard des prix. Si les indépendants n'avaient pas connu un tel succès, il est peu probable que les *Majors* en seraient arrivés si rapidement ou avec une telle vigueur à offrir diverses marques secondaires à des prix moins élevés que leurs marques principales. En effet, les *Majors* étaient bien décidés à protéger leurs réseaux existants de grandes marques. Même lorsque les sociétés Impériale, Shell et Texaco ont décidé de s'attaquer au marché des consommateurs les mieux avertis, elles ont continué de protéger leurs marques principales en n'associant pas le nom du raffineur à ces marques secondaires.

(c) L'évolution récente de la situation

L'Ontario (notamment Toronto) était, et a toujours été, la seule province à posséder un nombre considérable de stations distributrices de marques secondaires. Et si, après 1974, le nombre de marques secondaires a diminué dans d'autres régions du Canada, il a continué d'augmenter en Ontario jusqu'en 1981 environ.

La disparition de la marque Home a influé sensiblement sur le nombre de stations distributrices de marques secondaires d'Impériale, en Colombie-Britannique. La décision relative à Home rendue en 1976 découle peut-être d'une demande du ministre de l'Énergie, des Mines et des Ressources Pétrolières de la Colombie-Britannique aux sociétés intégrées de limiter à 33 p. 100 leurs ventes d'essence dans leurs propres stations. Le maintien de l'exploitation des stations distributrices de marques secondaires aurait nui considérablement à la conversion des points de vente traditionnels en stations libre-service.

Au Québec le nombre de stations distributrices de marques secondaires d'Impériale qui arboraient la marque Champlain est passé de 58 en 1974, à 20 en 1975. Comme il a été indiqué ci-dessus, quelques-unes de ces stations ont pris les noms Econo et Gain, mais elles avaient toutes disparu en 1978. En 1984, seulement deux stations «Champlain» étaient encore ouvertes.

En 1984, le nombre des marques secondaires et la part de marché qu'elles détenaient à Toronto étaient légèrement inférieurs aux niveaux de 1980 et l'étaient bien davantage ailleurs en Ontario. Dans l'Ouest du Canada, les marques secondaires des *Majors* ont disparu dans les trois grandes villes des Prairies, et leur part de marché à Vancouver a régressé de deux tiers. Il a été constaté, en 1984, que seule la société Petro-Canada avait conservé les marques secondaires dans les villes des Prairies et dans l'Est du Canada après être devenue un raffineur-fournisseur au début des années 1980. Petro-Canada possédait également des stations distributrices de marques secondaires en Colombie-Britannique.

5. La rationalisation des réseaux: réduction du nombre de points de vente et augmentation des volumes moyens

La baisse considérable du nombre de points de vente est l'un des changements les plus importants observés depuis 1970. D'après les données soumises pour le compte de Shell Canada, le nombre total de stations distributrices de grandes marques a diminué d'un tiers entre 1970 et 1980 (voir le tableau 6 ci-dessous). Cette diminution s'oppose à la baisse de seulement sept p. 100 survenue entre 1960 et 1970. Ce phénomène n'était pas attribuable à une baisse généralisée de la demande de l'essence, étant donné que la demande s'est accrue jusqu'en 1980. (voir le tableau 6 de l'annexe J).

On dispose de très peu de données sur l'identité des propriétaires des stations fermées et sur leur emplacement précis. Il est cependant probable que la majorité de ces stations appartenaient aux exploitants, à l'instar de la plupart des stations distributrices de grandes marques. En outre, bon nombre des stations qui appartenaient à des raffineurs se trouvaient dans des zones urbaines et auraient pu être transformées en libre-service. Les pressions qui ont incité les «Majors» à rationaliser leurs réseaux sont la concurrence des indépendants et le désintéressement des consommateurs à l'endroit des services de réparation offerts dans les stations-service traditionnelles. Les exploitants indépendants ont également subi les contrecoups de ces pressions, car ils ont vu diminuer les rentrées d'argent provenant des activités secondaires et les marges réalisées grâce aux ventes d'essence. Ces marges, toutefois, étaient largement contrôlées par les raffineurs, comme on le verra au chapitre XVI. Toutefois, cela ne veut pas dire que les propriétaires

exploitants aient eu du mal à s'approvisionner de d'autres sources. Aucune plainte n'a été signalée sous ce rapport. Il y avait en outre, au pays, un certain nombre de grossistes indépendants qui auraient pu constituer de nouvelles sources d'approvisionnement dans l'éventualité où cette fonction n'aurait pas intéressé les raffineurs. Même si la décision des raffineurs de réduire les coûts unitaires de la distribution de l'essence au détail dans leurs débouchés explique largement la diminution du nombre des points de vente, ce serait une erreur de croire que seuls les raffineurs intervenaient dans la décision de fermer tel débit exploité par un propriétaire. En effet, non seulement les détaillants étaient-ils assujettis aux tendances du marché déjà mentionnées, mais ils auraient été touchés par une baisse de population dans certaines régions et, dans d'autres, par la hausse de la valeur foncière qui augmentait le prix des emplacements jusqu'à des niveaux qui les rendaient trop onéreux pour être utilisés comme des débits d'essence classiques.

Tableau XIV-6

Nombre (et taux de diminution) des points de vente d'essence au détail pour les *Majors* et l'industrie 1970, 1975 et 1980

	1970	1975	1980	1970-1980 Diminution	
	(#)	(#)	(#)	(#)	(%)
Impériale	6 752	5 457	4 386	2 366	(35)
Shell	5 856	4 609	3 626	2 230	(38)
Gulf	5 723	4 451	2 770	2 953	(52)
Texaco	4 600*	4 444	3 538	1 062*	(23)
Ensemble des *Majors*	22 931	18 961	14 320	8 611	(38)
Industrie	35 703	29 986	23 952	11 751	(33)

* Estimation de moyennes.

Source: Voir la pièce S-5H (tableau 2) qui se fonde sur les données des publications *National Petroleum News Factbook* et *Oilweek*.

La hausse d'une demande à laquelle devait répondre un plus petit nombre de points de vente a eu notamment pour résultat d'accroître le débit moyen par point de vente (voir le tableau 7 ci-après). Cette croissance a caractérisé les marques des *Majors* et l'ensemble de l'industrie entre 1970 et 1980.

La variation observée dans le total des ventes par débouché, dans l'industrie, reflète fidèlement celle qui est survenue dans le nombre des points de vente et les ventes de l'industrie. La mesure dans laquelle les ventes par débouché, pour chaque vendeur ou groupe de vendeurs donné, peut s'expliquer par l'évolution du nombre de leurs points de vente et par celui des ventes de l'industrie, est démontrée si oui ou non la part du marché d'un vendeur ou d'un groupe de vendeurs a bien suivi le changement intervenu

Tableau XIV-7

Quantités annuelles moyennes d'essence des *Majors* et de l'industrie vendues au détail, 1970 et 1980
(Gallons)

Impériale	130 000	(1970)	319 000	(1980)
Gulf	101 592	(1970)	302 550	(1981)
Shell	127 200	(1969)	377 800	(1980)
Texaco	125 900	(1971)	262 318	(1981)
Industrie	133 000	(1970)	291 000	(1980)

Sources: Pièce M-451, figure XV-3 pour Impériale et l'industrie; pièces M-348, p. 3, M-349, p. 9 et M-416 pour Gulf; pièce S-32A, tableau C, pour Shell et pièce M-556 pour Texaco.

dans le nombre de leurs points de vente. Comme l'indique le tableau 8 ci-après, la variation de quantités passées moyennes pour tous les points de vente, dans les six grandes agglomérations urbaines[2] ayant fait l'objet d'un examen par la Commission, représentaient une diminution de 16,3 p. 100 des diverses catégories de débouchés et une augmentation des ventes dans l'industrie de 25,6 p. 100 (voir le tableau 12 de l'annexe J). L'augmentation la plus considérable à survenir par catégorie de vendeurs, entre 1974 et 1980, dans le débit moyen des *Majors* au Canada, comparativement à celle des sociétés intégrées régionales et des indépendants, était attribuable aux différences observées dans le pourcentage des fermetures. La croissance du débit moyen des *Majors* était très voisine de la somme que représente la valeur absolue des variations de pourcentage du nombre des débouchés et des ventes de l'industrie. Cette situation contraste singulièrement avec celle des marques secondaires des *Majors* qui avaient enregistré une croissance de leur débit moyen inférieure à ce qu'on aurait attendu de la variation de pourcentage du nombre de débouchés de l'augmentation du volume général des ventes. Aucun changement n'a été signalé dans le nombre des points de vente des indépendants. Si les indépendants avaient bien suivi la croissance des ventes du marché, leurs débits moyens se seraient accrus de 25,8 p. 100 plutôt que de 23,8 p. 100, augmentation qui s'est effectivement produite. Seuls les raffineurs régionaux ont réussi à enregistrer une augmentation de leur débit moyen plus importante que ne pourraient l'expliquer les seuls changements intervenus dans les ventes de l'industrie et les fermetures de leurs propres débouchés. Il est intéressant d'observer que les indépendants, en tant que groupe, n'ont pas réussi à accroître leurs ventes, en dépit du nombre appréciable de fermetures signalées chez leurs concurrents de toute catégorie. S'il est vrai que la situation d'un débouché est un important facteur de ventes et que les fermetures ont contribué à des déplacements de ventes chez les vendeurs, ce phénomène porte à croire que les déplacements dont ont fait l'objet les grands fournisseurs et les fournisseurs intégrés d'envergure régionale se sont effectués vers d'autres vendeurs au sein de ce groupe.

2. Montréal, le Toronto métropolitain, Ottawa, Winnipeg, Edmonton et Vancouver.

Tableau XIV-8

Variations du pourcentage du nombre des points de vente et débit moyen dans six centres urbains, 1974 à 1980 (en %)

	Marques des *Majors*	Marques secondaires des *Majors*	Raffineurs régionaux	Indépendants	Tous les points de vente
Points de vente	(25,3)	(55,3)	(6,0)	0,2	(16,3)
Débit	49,2	51,9	37,0	23,8	40,9

Notes:

1. Les six centres urbains sont le Montréal métropolitain, Ottawa, le Toronto métropolitain, Winnipeg, Edmonton et Vancouver.
2. Les chiffres entre parenthèses représentent des diminutions du pourcentage.
3. Les variations de pourcentage des débouchés et du débit, pour ce qui est des marques secondaires régionales, étaient respectivement de 111,1 et de (80,4).
4. La somme (41,9 p. 100) de la valeur absolue des changements intervenus dans le nombre total des points de vente et des ventes de l'industrie diffère un peu de l'augmentation des débits par point de vente apparaissant au tableau, différence attribuable au fait d'arrondir les chiffres et aux erreurs de mesure introduites par les fortes variations observées dans le nombre des ventes et celui des points de vente.

Source: Tableau 7b de l'annexe J.

En 1984, la chute des ventes avait entraîné une baisse du débit moyen (tableau 7a de l'annexe J), sauf chez les indépendants de Winnipeg et les raffineurs régionaux à Toronto et à Vancouver. Les acquisitions récentes de la part de Petro-Canada ont nécessité que celle-ci rationalise davantage son réseau.

6. La croissance du nombre des libres-services

La tendance à multiplier les points de vente en libre-service s'est accentuée après 1973 (voir le tableau 8 de l'annexe J). Au début des années 1980, plus de 90 p. 100 des libres-services distribuaient les marques des raffineurs, tandis que les deux tiers de ces débits arboraient les marques des *Majors*.

Les libres-services ont vu le jour au Canada en 1950, lorsque deux indépendants ont ouvert des points de vente en libre-service à Winnipeg. Ils importaient l'essence des États-Unis par camions-citernes et la commercialisaient dans des libres-services à 0,03 $ le gallon de moins que le prix de détail des grandes marques. Cependant, le libre-service n'a vraiment pris son essor que lorsque les *Majors* d'envergure nationale se sont mises à transformer très

rapidement le réseau de distribution en libre-service, au milieu des années 1970. A l'exception d'Ultramar, les raffineurs régionaux ont adopté eux aussi cette formule au cours de la décennie (voir le tableau 9 de l'annexe J). L'adoption du libre-service par les indépendants a varié suivant les établissements concernés. Un petit nombre d'entre eux (Canadian Tire et Sunys, par exemple) sont devenus surtout des libres-services, mais la plupart (Mohawk, Pioneer, Top Valu, etc.) ont continué d'exploiter des stations de style traditionnel.

Presque invariablement, les points de vente en libre-service sont directement exploités par la société pétrolière à l'exception de Petro-Canada (et Gulf auparavant), et non par des locataires-gérants qui achèteraient et revendraient l'essence à un prix qu'ils fixeraient eux-mêmes. Ces points de vente ne sont souvent que des débits d'essence, mais il arrive qu'ils soient dotés de lave-autos, de dépanneurs ou d'aires de réparation. D'après de récents rapports, une expérimentation considérable a lieu en ce moment avec divers genres de ventes croisées.

7. Les libres-services: des débouchés urbains à fort débit

Les ventes en libre-service représentent une proportion beaucoup plus grande d'essence vendue sous les marques des *Majors* que la proportion vendue dans les autres débouchés des mêmes marques. Bien que 10 à 26 p. 100 seulement des points de vente des *Majors* soient des libres-services (selon la société), ceux-ci représentaient de 30 à 47 p. 100 des ventes d'essence au détail sous leurs marques en 1980-1981.

Les exposés des sociétés pétrolières font état de l'orientation surtout urbaine des libres-services. En 1980, par exemple, quoique les points de vente en libre-service aient représenté environ 40 p. 100 des ventes directes au détail de la marque Shell, ils totalisaient environ 60 p. 100 des ventes dans les grandes régions urbaines.

Une enquête par sondage que la Commission a menée sur les données de 1980 concernant les points de vente répertoriés par le cabinet Kent, pour le Toronto métropolitain, a montré que le volume moyen débité dans les libres-services, pour chacun des débouchés des raffineurs nationaux et régionaux distribuant les marques des *Majors*, était au moins le double du débit moyen de leurs points de vente classiques. Au demeurant, ces libres-services représentaient presque 90 p. 100 du total des ventes au détail effectuées par les raffineurs des marques appartenant aux *Majors*, pour les débouchés des raffineurs nationaux et régionaux assujettis à l'enquête. Dans cette enquête par sondage, les points de vente et libres-services représentaient presque

80 p. 100 du nombre des points de vente au détail des marques des *Majors*, pour ce qui est des raffineurs nationaux, et 65 p. 100, pour ce qui est des raffineurs régionaux.

8. Une nouvelle gamme de produits et de services, et un amenuisement des écarts de prix

Depuis le début des années 1970, deux tendances convergentes ont caractérisé le secteur pétrolier: la simplification des réseaux grâce à la conversion croissante des postes d'essence en libre-service, et l'adoption d'une structure des prix modifiée. Si les sociétés pétrolières intégrées ont cherché à réduire le nombre de leurs débouchés, c'est qu'elles espéraient, en haussant la moyenne des volumes de ventes réalisés, abaisser leurs coûts unitaires et amener les détaillants à se réserver des marges plus modestes. Et à mesure que les sociétés fermaient des points de vente, elles durent accroître le chiffre d'affaires moyen des stations restantes, de façon que la perte des surfaces ne puisse, globalement, se solder par une chute du volume des ventes ou par une diminution de la part du marché.

Les écarts de prix entre l'offre des indépendants et celle des *Majors* se sont rétrécis pendant la décennie. Que la fermeture d'un certain nombre de points de vente n'ait pas exposé les sociétés intégrées à perdre leur part du marché au profit des indépendants, est dû, sans aucun doute, en partie à cet amenuisement des écarts. Selon le Livre vert, l'écart de 0,035 $ le gallon qui séparait, en 1965, les prix des *Majors* de ceux des indépendants avait progressé à 0,08 $ le gallon aux environs de 1970. Les détaillants indépendants qui ont comparu devant la Commission ont parlé de différences allant de 0,04 à 0,10 $ le gallon à la fin des années 1960 et au début des années 1970. Les mêmes détaillants ont fait observer qu'après 1973, ces écarts avaient diminué considérablement.

A mesure que les différences de prix diminuaient sous l'effet de la concurrence, il s'est produit une évolution dans la manière dont les consommateurs voyaient la valeur à accorder aux marques des *Majors*, relativement à celles des autres fournisseurs. En 1978, d'après une étude interne réalisée par Impériale, l'écart d'équilibre (cette expression désignant l'écart que l'on obtient lorsque les déplacements d'achat entre les divers types de produits et de services offerts ne se font probablement pas uniquement en fonction du prix) entre les libres-services des *Majors* et les stations à services complets des indépendants, était de 0,02 $ par litre; de 1981 à 1983, cet écart d'équilibre était ramené à 0,01 $ par litre (voir le tableau 10 de l'annexe J). C'est cet écart qui permet d'évaluer avec la plus grande exactitude possible la position concurrentielle des points de vente arborant l'enseigne d'un

indépendant ou une enseigne privée puisque les *Majors* ont eu surtout recours aux libres-services pour majorer leur volume de ventes.

En 1983 les écarts observés dans l'Est du Canada entre les points de vente en libre-service des *Majors* et les stations traditionnelles des indépendants, et dont il a été fait mention dans les témoignages, étaient aussi de 0,02 $ par litre (ou de moins de 0,01 $ le gallon), et l'on a dit qu'ils disparaissaient parfois lorsque les comparaisons portaient sur des entités de même nature (libre-service contre libre-service, service traditionnel contre service traditionnel). Il est généralement tenu pour acquis que Gulf a déclenché une guerre des prix en 1982 dans l'Ouest du Canada en fixant les prix dans ses points de vente en libre-service à 0,05 $ le litre de moins que les prix pratiqués dans les stations à services complets des indépendants. S'il faut voir dans la tactique du rétrécissement des différentiels les effets au moins partiels des guerres de prix des années 1980, il faut aussi y voir un amenuisement des écarts d'équilibre. Compte tenu de l'inflation observée au cours de la dernière décennie, il s'agit là d'une baisse très importante. Ainsi, environ le quart des automobilistes (ceux qui achètent les marques d'essence vendues par les indépendants et les marques secondaires des *Majors*) semblent en être arrivés à la conclusion qu'il n'y a guère de différence entre les grandes marques offertes par les sociétés intégrées et les marques que distribuent les indépendants.

L'introduction des libres-services a probablement facilité une stratégie de mise en marché qui visait à réduire l'écart entre les divers prix à la pompe de l'essence. Les grandes sociétés pétrolières contrôlaient presque invariablement le prix de l'essence dans leurs libres-services. En outre, l'élimination des stations offrant des services complets a donné aux *Majors* la possibilité de proposer l'essence à des prix inférieurs à ceux de leurs points de vente traditionnels sans inciter les concurrents à adopter nécessairement des prix punitifs et sans concurrencer directement leurs propres débits à services complets. Le succès des libres-services a grandement aidé les *Majors* à réaliser leur objectif, qui était de distribuer l'essence à bas prix.

Parce qu'ils minimisent la main-d'oeuvre et normalisent le prix de l'essence, les libres-services conviennent mieux que les stations traditionnelles à l'exploitation directe par les sociétés intégrées. Celles-ci s'intéressent de plus en plus aux stations exploitées par la société pétrolière et dont faisaient uniquement partie naguère les stations distributrices de marques secondaires et quelques stations expérimentales. Il s'agit généralement de libres-services. Les libres-services se prêtent aussi plus aisément que les stations traditionnelles aux longues heures d'ouverture que préfèrent de nombreuses sociétés afin d'augmenter leur volume de ventes.

Dans la mesure où les *Majors* exploitent leurs libres-services par l'intermédiaire de mandataires ou d'un personnel salarié les ventes effectuées dans ces débouchés se font à des prix établis directement par les raffineurs. En 1982, le pourcentage des libres-services exploités par les sociétés pétrolières était de 100 p. 100 pour Texaco, de 79 p. 100 pour Shell, de 72 p. 100 pour Impériale, suivi de loin par Petro-Canada, avec 45 p. 100, et Gulf, avec 31 p. 100 (*Automotive Marketer*, juin 1982).

9. L'importance croissante de l'exploitation par les sociétés

Les sociétés Impériale, Gulf, Shell et Texaco ont toutes indiqué l'importance que revêtaient, du point de vue du volume des ventes, les points de vente dont l'exploitation est assurée par leurs propres salariés ou mandataires, par opposition à ceux qui sont exploités par des locataires-gérants. Le tableau 9 en est la preuve.

Dans une station exploitée par une société ou par un mandataire de celle-ci, la société fixe le prix de détail. De même, la vente en consignation, formule utilisée pour soutenir un concessionnaire lorsque les marges de son débit deviennent trop faibles, signifie souvent que le raffineur fixe le prix à la pompe. Il existe encore d'autres programmes de soutien qui permettent aux raffineurs d'influencer de façon significative les prix à la pompe. On voit donc la proportion des ventes au détail qui est soumise à l'influence directe du raffineur augmenter de façon appréciable lorsque des guerres de prix, aussi longues et aussi répandues que l'ont été celles de 1982 et de 1983, sont déclenchées.

L'augmentation du nombre de ces points de vente et l'extension de l'influence exercée par les raffineurs sur le prix à la pompe a entraîné une croissance de l'intégration verticale du secteur du raffinage et de celui de la vente au détail. Texaco affirme que ce contrôle accru du prix à la pompe lui permet d'établir des prix de détail concurrentiels et de réagir rapidement à l'évolution du marché.

10. La capacité des réseaux

On ne peut conclure de la fermeture des points de vente que la capacité totale des débits d'essence au détail a diminué, à en juger par les volumes qui peuvent être vendus sans créer de files d'attente pendant les périodes de pointe. Certes, 11 750 points de vente ont disparu entre 1970 et 1980 (voir tableau 6 ci-dessus), mais près de 2 750 libres-services à forte capacité ont aussi été créés (voir le tableau 8 de l'annexe J). Si le libre-service moyen peut

Tableau XIV-9

Ventes d'essence effectuées par les raffineurs intégrés dans les points de vente exploités par la société pétrolière
(en %)

	Ventes des stations exploitées par la société pétrolière exprimées en pourcentage des ventes d'essence au détail des grandes marques (plus les marques secondaires)
Impériale	
—1980	42 (47)
—1970	7 (7)
Shell	
—1982	44 (nd)
—1969	4 (nd)
Texaco	
—1981	55 (nd)
Gulf	
—1981	20 (nd)
—1975	25 (nd)
—1970	8 (nd)
Petro-Canada	
—1982	nd (14)
BP	
—1982	nd (21)
Suncor	
—1982	49 (56)
—1973	10 (17)

Sources:

1. Impériale: pièce M-451, p. XII-3.
2. Shell: pièce M-664, intercalaires 25151-156 et S-32A, Vol. II, p. 2.10.
3. Gulf: pièce M-614, point 7.
4. Texaco: pièce R-94, p. 171.
5. Petro-Canada: pièce M-630, p. 37 à 39.
6. BP: pièce M-630, p. 37 à 39.
7. Suncor: pièce M-560, tableaux 3 et 8.

aisément offrir environ 4,3 fois le débit du point de vente moyen qui a été fermé, la capacité totale du réseau est donc restée la même entre 1970 et 1980.

Les changements de capacité de vente survenus sur des marchés particuliers sont encore plus intéressants. La fermeture des stations traditionnelles et la création de libres-services à plus forte capacité ont presque certainement entraîné un accroissement de la capacité de vente de l'essence dans six grandes zones urbaines entre 1974 et 1980 (annexe I et tableau 11 de l'annexe J). Par conséquent, même si le volume des ventes au détail de l'essence a augmenté pendant cette période (voir le tableau 12 de l'annexe J) dans les six villes en question, la nécessité d'utiliser la capacité additionnelle à des niveaux suffisamment élevés pour réduire les coûts unitaires dans la proportion voulue a probablement accru la concurrence sur le marché de détail de l'essence. La baisse des besoins des consommateurs constatée après 1980 a sans doute intensifié la concurrence que se livrent les détaillants pour s'approprier le marché restant.

11. Les fournisseurs non-intégrés ou indépendants

Certains fournisseurs indépendants ont vu leur stratégie commerciale se transformer de la façon la plus radicale lorsqu'ils ont dû renoncer à vendre l'essence à des prix très inférieurs aux prix exigés par les grandes sociétés pétrolières. Ils ont été acculés à cette décision par les politiques adoptées par ces dernières aux environs de 1973 (soit la création de marques secondaires et de libres-services) et sous l'influence desquelles les écarts de prix dont ils jouissaient ont considérablement diminué. Pour les fournisseurs indépendants, il n'y a eu aucune contrepartie à la restructuration du réseau qui a caractérisé les sociétés intégrées (par exemple, la fermeture de points de vente), peut-être parce que leurs activités nécessitaient moins de changements ou qu'elles s'y prêtaient plus difficilement. En général, le nombre des points de vente des chaînes prospères a augmenté au cours de la période en question, le volume global de leurs ventes croissant avec la demande. En général, le nombre de points de vente exploités par des indépendants est demeuré constant malgré la diminution des ventes totales dans ce secteur après 1980. Sauf dans le cas de quelques-unes des chaînes les plus importantes, comme Canadian Tire et Sunys, qui ont converti plus de 80 p. 100 de leurs points de vente en libres-services, la majorité des fournisseurs indépendants ont continué d'exploiter des stations de type traditionnel.

Les chaînes qui distribuent de l'essence s'adjugent la part du lion du marché des indépendants. Les données du cabinet Kent montrent qu'à l'exception de Montréal et d'Edmonton, les parts de marché détenues par de petits indépendants, ceux ayant moins de cinq points de vente par exemple, n'ont pas suivi la tendance des parts du marché global des indépendants (voir le tableau 13 de l'annexe J).

Les indépendants ont toujours abordé de façons très diverses le problème des services d'appoint qu'offraient traditionnellement les stations-service. Certaines chaînes les ont remplacés par des lave-autos et d'autres genres de ventes croisées. La stratégie associant le poste d'essence au dépanneur remporte de plus en plus de succès. Les Laiteries Perrette Limitée a été l'une des premières entreprises à s'implanter sur le marché des dépanneurs-postes d'essence. Southland Canada («7-Eleven»), Mac's Milk, Beckers, Provigo et Mohawk sont arrivés sur le marché plus récemment. Lorsqu'un dépanneur est combiné à un libre-service, les clients sont incités à acheter de ses produits parce qu'ils doivent y entrer pour payer leur essence. Les deux services tirent aussi profit de leurs longues heures d'ouverture. Si, comme c'est le cas au Québec, la loi n'exige pas qu'un caissier soit chargé de vendre de l'essence, le dépanneur et le poste d'essence peuvent mettre leurs frais de main-d'oeuvre en commun. La tendance vers l'association dépanneur-poste d'essence devrait se maintenir.

Les produits et les services des sociétés intégrées et des indépendants, ainsi que les prix qu'ils demandent, semblent donc converger. Il n'est pas surprenant que de nombreux fournisseurs qui se sont intégrés au marché de détail en ouvrant des points de vente très rudimentaires aient éprouvé par la suite le besoin de les valoriser (p. ex., Caloil/Norco, Natomas). Avec l'apparition des cartes de crédit bancaires, le crédit s'est ajouté aux services offerts par les indépendants.

Les installations exploitées par une société pétrolière ont toujours été privilégiées par les indépendants. Comme on l'a dit plus tôt, la plupart des chaînes des indépendants sont encore dotées de stations traditionnelles. Dans certains cas, cette situation peut traduire les difficultés que ces détaillants rencontrent lorsqu'ils cherchent à obtenir des permis de libre-service; dans d'autres, elle peut découler du fait que les emplacements des postes ne sont pas des sites de premier choix, propres à engendrer un fort volume de ventes et justifiant l'investissement qu'ils requièrent. Pour certains, cette situation découle aussi probablement de l'idée qu'ils se font du créneau qu'ils occupent sur le marché ou de leurs ressources financières assez limitées.

A l'origine, les indépendants s'installaient surtout, selon le Livre vert, aux limites des zones urbaines. Ces dernières années, ils ont eu recours à des spécialistes locaux de l'immobilier pour profiter plus pleinement des occasions offertes par la multiplication des banlieues et d'autres transformations des marchés urbains. Plusieurs témoins ont, par ailleurs, déclaré que les indépendants ont étendu leur réseau de distribution et accru leur volume de ventes au détail dans les années 1970 en pénétrant dans certaines des zones moins peuplées où il y avait eu retrait des *Majors*. Top Valu, qui ravitaille en essence ses concessionnaires Top Valu aussi bien que les points de vente que

la société gère elle-même, a pu croître en acquérant une clientèle rurale qui avait été jusque-là approvisionnée par les *Majors*. M. B. Millar, vice-président aux ventes chez Turbo, a fait remarquer que la plupart des nouvelles stations des Prairies étaient installées dans des centres moins importants. Comme il a été mentionné cependant, les renseignements disponibles n'indiquent pas que la part du marché détenue par les indépendants sur l'ensemble des marchés est plus grande que celle qui leur échoit dans les grands centres urbains.

12. Les rapports avec les fournisseurs

Les fournisseurs non intégrés sont qualifiés d'«indépendants» parce qu'aucun lien de propriété ou de marque ne les relie à leur(s) raffineur(s)-fournisseur(s). Ils prennent donc habituellement leurs décisions, en matière de prix ou autre, sans se soucier des contraintes stratégiques qui découlent des sujétions économiques de l'activité des raffineries. On s'attend donc qu'ils contribuent, par leur présence dynamique sur le marché, à innover dans le domaine des services, à favoriser la concurrence par les prix de détail et, grâce à leur liberté d'action à l'égard des raffineurs, à créer un marché de gros réceptif.

Comme on l'a vu au chapitre XII, cette liberté d'action est soumise à des restrictions plus ou moins grandes selon le type d'entente, contractuelle ou autre, liant le fournisseur non intégré ou «indépendant» et la ou les pétrolières qui l'approvisionnent. Ces restrictions sont plus évidentes dans le cas des contrats de gérance, accords en vertu desquels la société pétrolière gère le point de vente du propriétaire indépendant tout en lui garantissant un profit.

Les contrats d'agence font des distributeurs non intégrés des mandataires du raffineur-fournisseur qui vendent de l'essence sous une enseigne privée. Par conséquent, bien qu'on les qualifie encore souvent d'«indépendants», ces distributeurs perdent des caractéristiques cruciales de leur indépendance. Les contrats d'agence, beaucoup utilisés vers la fin des années 1970, ont conféré au raffineur-fournisseur un contrôle plus ou moins étroit sur les prix à la pompe dans les débits des détaillants indépendants. C'est la société Impériale qui aurait lancé ce genre d'accord et elle y a eu plus souvent recours que les autres grandes sociétés. Au cours des huit premiers mois de 1983, Impériale a conclu des contrats d'agence avec six revendeurs dont le volume des ventes représentait presque 5 p. 100 des ventes d'essence de la société au Canada et 12 p. 100 de ses ventes en Ontario. Ce genre de contrat semble avoir été plus courant en Ontario où l'instabilité des prix et la présence d'un indépendant particulièrement prospère et dynamique (Sunys, qui a été lié par un contrat de ce genre avec la Cie Pétrolière Impériale de 1977 à 1984) ont probable-

ment contribué à rendre cette forme de contrat alléchante pour les fournisseurs non intégrés. Impériale a avisé la Commission à l'automne de 1985 qu'elle abandonnait graduellement ce genre d'entente.

Les accords achat/vente, prévoyant un rajustement de prix fondé sur la valeur du brut, créent un lien de longue durée et relativement stable entre le détaillant et le raffineur. Plusieurs des fournisseurs les plus importants y ont eu recours pendant un certain nombre d'années (Mohawk/Impériale, Canadian Tire/Texaco et Turbo, par exemple, qui avait conclu un contrat de ce genre avec Gulf avant d'ouvrir sa propre raffinerie). Introduite par Impériale et Shell, la pratique de la «fixation du prix à la raffinerie» (dont il est question au chapitre XVII), rend inopérantes les clauses de rajustement de prix prévues dans ces accords. Les clauses en question peuvent encore s'appliquer dans les accords existants de ces sociétés.

Les indépendants concluent parfois avec un raffineur des contrats d'approvisionnement exclusif ou des contrats du type «agent indépendant» à l'égard de points de vente au détail individuels qu'ils louent ou qu'ils achètent du raffineur. «7-Eleven», l'un des plus nouveaux et des plus dynamiques commerces pratiquant la technique des ventes associées, fait partie du réseau d'un raffineur ou est son agent indépendant dans un grand nombre de ses points de vente où s'effectue la vente d'essence. Dans les autres, il distribue la marque de tel ou tel autre raffineur.

13. Résumé et conclusions

1. Au cours des quinze dernières années, le marché de détail de l'essence a été radicalement transformé par les fournisseurs intégrés. Ces transformations ont eu lieu en réponse à une diminution de la demande de produits et de services offerts dans les débits d'essence traditionnels. Elles ont aussi été stimulées par la sérieuse menace concurrentielle que représentaient les fournisseurs indépendants, menace qui a amené les fournisseurs intégrés à tenter de ramener les coûts de distribution à des niveaux plus compétitifs. Un grand nombre de fermetures d'établissements, le recours croissant aux libres-services dans les centres urbains, un volume moyen plus élevé par point de vente et la recherche de nouvelles alliances avec d'autres commerces en ont résulté. Dans tous les cas, ces changements se poursuivent.

2. La sensible diminution du nombre de points de vente de marques principales révèle jusqu'à quel point ces débouchés étaient des éléments d'un secteur économique en perte de vitesse, constitué de services non spécialisés de réparation et d'entretien. Dans les agglomérations urbaines, lieux de prédilection des libres-services, la capacité de vente

des débits d'essence a augmenté entre 1974 et 1980, peut-être même au point de satisfaire à la demande croissante. Les pressions concurrentielles découlant d'une capacité de vente non utilisée n'ont donc pas été allégées. Une diminution des ventes entre 1980 et 1984 les ont intensifiées.

3. Lorsque l'écart entre les prix de l'essence dans les stations affichant les marques des grandes pétrolières et celles des indépendants a commencé à s'amenuiser après 1973, ceux-ci ont perdu, dans une certaines mesure, leur attrait. Ce changement a eu sur la concurrence des effets divers selon la valeur plus ou moins grande que les consommateurs accordaient aux marques principales et à celles des indépendants. Dès le début des années 1980, de très petites disparités, de l'ordre de 0,002 $ le litre, suffisaient à faire croître ou régresser les parts du marché. Au moins un quart des automobilistes (ceux qui achètent de l'essence portant la marque d'un indépendant ou la marque secondaire de l'un des *Majors*) en étaient apparemment venus à la conclusion qu'il y avait peu de différences entre les produits et services offerts par les fournisseurs intégrés et ceux que leur proposaient les indépendants. Ainsi, bien que l'amenuisement de l'écart entre les prix puisse avoir empêché les indépendants d'accroître leur part du marché, il ne semble pas, en revanche, avoir contribué à la réduire.
4. La situation des indépendants a peut-être subi une transformation durable. Néanmoins, les indépendants jouissent toujours d'une position qui leur permet d'occuper un certain nombre de créneaux sur le marché. Ces dernières années, le plus prometteur de ces créneaux a été le jumelage des débits d'essence et des dépanneurs.
5. Il semble que le recours aux marques secondaires ait aidé les fournisseurs intégrés à adapter leurs produits sans voir diminuer leur part collective du marché. Maintenant que les marques principales des fournisseurs intégrés paraissent plus alléchantes pour cette portion du marché qui est sensible aux prix (soit maintenant, et pour diverses raisons, la plus grande part de celui-ci), les marques secondaires ont tendance à disparaître.
6. En ce qui a trait à la répartition du marché de détail de l'essence pour les 16 agglomérations urbaines principales étudiées par le cabinet Kent Marketing pendant la décennie 1974-1984 (soit avant l'acquisition de Gulf par Petro-Canada), la part des quatre grandes sociétés pétrolières d'envergure nationale (Impériale, Gulf, Shell et Texaco) est passée de 60 à 54 p. 100. Celle des 10 raffineurs-fournisseurs régionaux, a augmenté de 25 à 32 p. 100, alors que celle du secteur indépendant a diminué légèrement jusqu'à 14 p. 100. Des transformations se sont opérées dans la composition des groupes des «grandes sociétés nationales», des «raffineurs-fournisseurs régionaux» et des «indépendants».

7. L'augmentation sensible observée dans le nombre des raffineurs qui fixent centralement les prix à la pompe est attribuable aux faits suivants:

   a) une hausse du volume relatif des ventes réalisées par l'intermédiaire des points de vente qu'exploite la société, notamment des libres-services;

   b) l'introduction d'un certain nombre d'accords de fourniture avec les indépendants en vertu desquels le raffineur contrôle les prix à la pompe (contrats d'agence ou contrats de gérance).

   (On traite de la question des programmes de soutien qui ont eu des effets semblables au chapitre XVI.)

8. La Commission trouve particulièrement préoccupants les accords de fourniture que les *Majors* concluent avec des indépendants et qui les autorisent à contrôler les prix pratiqués dans les points de vente des indépendants, ou qui empêchent ces derniers d'acheter leur essence au meilleur prix possible parce qu'ils doivent être liés à un fournisseur s'ils veulent avoir accès à un emplacement.

9. L'apparition, dans le secteur des indépendants, de réseaux importants qui exploitent presque tous leurs points de vente directement ou par l'entremise de mandataires (sauf pour ceux qui sont situés à Edmonton et à Montréal), a contribué à réduire le nombre des centres de décision intervenant dans la fixation des prix à la pompe. Les indépendants possédant moins de cinq points de vente ont en effet disparu de presque toutes les agglomérations urbaines.

10. Les changements qui se sont opérés dans le marché de détail de l'essence tiennent à des déplacements de la demande et ont eu tendance à réduire les coûts de distribution de l'essence.

XV

Petro-Canada

1. Introduction

Constituée en société d'État fédérale en 1975, Petro-Canada s'est développée presque entièrement par voie d'acquisition depuis 1979. Elle est ainsi devenue, au pays, l'une des plus importantes entreprises du secteur pétrolier situé en aval. Bien qu'inconnue dans le commerce de détail avant 1980, son enseigne se voit maintenant partout. Comme société d'État appelée à fonctionner dans un environnement concurrentiel, elle est appelée à avoir des activités rentables. Comme agent de la Couronne, ses décisions sont assujetties au contrôle et à l'autorité du gouvernement. La nature réelle et idéale de ses principes d'action ont suscité de fortes divergences d'opinion et beaucoup d'incertitude parmi ses concurrents, ses clients et la population en général. Les vues du Directeur à cet égard semblent elle-mêmes avoir évolué depuis 1981, année de parution du Livre vert.

On ne peut présumer que Petro-Canada demeurera toujours une société de la Couronne appartenant à l'État; mais tant qu'il en sera ainsi, le gouvernement dispose peut-être de certains moyens uniques de «rectification» lui permettant de s'attaquer aux appréhensions de l'industrie touchant la concurrence.

La plupart des aspects qui ont trait aux activités de raffinage et de commercialisation de Petro-Canada sont examinés dans d'autres chapitres du présent Rapport, soit ceux dans lesquels la Commission analyse les pratiques de l'industrie en général, puisqu'il n'y a pas de raison vraiment valable de distinguer Petro-Canada de ses concurrents. Cependant, comme on vient de le souligner, le fait que Petro-Canada soit une société d'État soulève certaines questions et entraîne des conséquences eu égard à sa place et à son rôle éventuel sur le marché, questions qu'il importe de traiter de manière distincte.

2. Petro-Canada et son mandat

L'intérêt du public canadien, comme celui du public de tous les autres pays industrialisés, exige qu'on lui assure, de façon continue et à des prix raisonnables, un approvisionnement suffisant d'énergie. Cet intérêt concerne

aussi la sécurité de l'État, la mise en valeur des ressources énergétiques de la nation, certaines considérations sur le déficit budgétaire, la balance des paiements, l'environnement et la concurrence.

La dépendance croissante des économies nationales à l'égard des produits pétroliers, particulièrement depuis la Seconde Guerre mondiale, s'est traduite par la formation de sociétés nationales des pétroles dans les pays exportateurs comme dans les pays importateurs. Il est dans l'intérêt national des pays exportateurs de maximiser les recettes provenant de leur production, comme il est dans l'intérêt national des pays importateurs d'assurer à leur population un approvisionnement continuel en pétrole brut au meilleur prix possible.

La modification du marché pétrolier international, au début des années 1970, a sensibilisé davantage les pays importateurs au maintien de leurs approvisionnements et à la stabilité de leurs prix. Au pays, la création d'une société pétrolière d'État, destinée à servir le public, était une manière d'apaiser les inquiétudes que ressentaient les Canadiens. D'autres objectifs étaient également pertinents, comme le montre le texte suivant tiré d'une étude exhaustive de la politique de l'énergie menée par le gouvernement fédéral en 1973 (*Politique canadienne de l'énergie*, vol. I, p. 21 et 22):

> La création d'une «société nationale des pétroles» permettrait à l'Etat d'être mieux renseigné sur la situation de cette industrie tant au Canada qu'à l'étranger, ce qui donnerait aux législateurs une idée plus juste de la situation lorsqu'ils doivent élaborer des lois à ce sujet. Cette société pourrait servir de stimulant pour l'expansion de certaines régions du pays, constituer un centre de recherches axées principalement sur les possibilités d'expansion particulières au Canada et sur les distributions possibles d'actions dans les secteurs industriels. Elle pourrait contribuer au choix des critères sur lesquels le gouvernement pourrait asseoir ses politiques concernant la perception de la rente économique. Elle pourrait également jouer un rôle efficace au nom de l'État dans les relations avec les pays qui ont une société nationale des pétroles et aider à l'établisssement d'activités dites de «siège social» au Canada.
>
> L'option de l'État en vue d'une participation plus active dans les industries énergétiques dépend dans une large mesure de la réponse à la question de savoir s'il devrait fonder exclusivement cette décision sur des critères économiques ou si, au contraire, il s'engagerait dans cette voie pour des raisons qui sacrifieraient certains avantages commerciaux à l'essor du Canada comme entité politique.
>
> Il se peut toutefois que, dans une large mesure, les avantages de la participation étatique à l'industrie pétrolière puissent se réaliser par des moyens déjà à notre disposition et qu'il n'existe au Canada aucune lacune évidente à combler par la création d'une société nationale des pétroles. Qui mieux est, on pourrait soutenir qu'une pareille initiative déclencherait un réflexe de prudence chez les sociétés sous contrôle étranger et, par voie de conséquence, un ralentissement des investissements dans le secteur du pétrole et du gaz, d'où, globalement, un risque de

pénalisation financière pour le contribuable ou le consommateur d'énergie canadien. Etant donné qu'une grande partie des périmètres les plus prometteurs sont déjà donnés en concession ou à bail et que les actuels points de vente sont trop nombreux, pour ne citer que ces exemples, il est probable qu'une pareille société ne puisse se constituer et prendre son essor dans un délai raisonnable que par le rachat ou l'acquisition d'entreprises en cours d'exploitation dans chaque secteur de l'industrie: exploration et production, transports, raffinage et commercialisation. Le coût d'une pareille stratégie de départ, qui serait élevé, devrait être supporté au début par le contribuable sous forme de manque à gagner ou d'importantes dépenses d'établissement, l'une ou l'autre solution entraînant un accroissement de la charge fiscale. La création de cette société se justifierait surtout, par définition, par des considérations autres qu'économiques. Par ailleurs, en raison de la multiplicité des objectifs visés, sa rentabilité serait presque à coup sûr moindre.

En décembre 1973, le gouvernement annonçait sa décision de créer une société pétrolière appartenant à l'État; de fait, la loi fédérale créant Petro-Canada a été promulguée le 30 juillet 1975. L'article 14 de la *Loi sur la Société Petro-Canada* stipule que: «La Corporation est pour l'application de la présente loi mandataire de Sa Majesté du chef du Canada.» Toutes les actions émises sont détenues par le Gouvernement du Canada et tous les biens-fonds de Petro-Canada sont la propriété de l'État.

Dans son rapport, la Commission utilise l'expression «Petro-Canada» pour désigner l'entreprise et ses filiales, bien que, techniquement parlant, Petro-Canada soit constituée des membres de son conseil d'administration. Le conseil, qui comprend le président du conseil et le président de la Société, peut être formé de 15 personnes nommées par le gouverneur en conseil ou avec son accord.

La *Loi sur la Société Petro-Canada* définit dans les termes suivants les objets et les buts de la société:

3. La présente Loi a pour objet de créer, dans le secteur de la production énergétique au Canada, une compagnie de la Couronne, habilitée à rechercher les gisements d'hydrocarbures, négocier et conclure l'achat de pétrole et de produits pétroliers à l'étranger afin d'assurer la permanence des approvisionnements au Canada, mettre en valeur et exploiter dans l'intérêt du Canada les gisements d'hydrocarbures tant au Canada qu'à l'étranger, effectuer des travaux de recherches et de développement concernant les hydrocarbures et tous autres combustibles et se lancer dans la prospection, la production, la distribution, le raffinage et la commercialisation des combustibles.

6. La Corporation a pour objet

a) de faire de la prospection pour rechercher et mettre en valeur des sources de combustibles ou d'énergie, et notamment d'hydrocarbures;

b) d'effectuer des travaux de recherche et de développement concernant les ressources en combustibles et en énergie;

c) d'importer, de produire, de transporter, de distribuer, de raffiner et de commercialiser les hydrocarbures de toutes sortes;

d) de produire, de distribuer, de transporter et de commercialiser d'autres combustibles et d'autres sources d'énergie;

e) de s'engager ou d'investir dans des opérations ou des entreprises ayant un rapport avec l'exploration, la production, l'importation, la distribution, le raffinage et la commercialisation de combustibles, d'énergie et de ressources connexes.

L'article 7 de la *Loi sur la Société Petro-Canada* confère à cette société des pouvoirs pratiquement illimités afin de lui permettre d'atteindre les objectifs que lui fixe la Loi. Petro-Canada ne peut toutefois exercer ces pouvoirs sans justifier sa conduite auprès du Parlement, par l'entremise du ministre de l'Energie, des Mines et des Ressources, et, à divers égards, sans subir l'autorité et l'influence du gouvernement.

D'abord, le gouvernement exerce un contrôle sur la nomination du président du conseil, du président de la société et des administrateurs, et tous peuvent être révoqués à n'importe quel moment. Les administrateurs sont nommés pour une période de trois ans, mais leur mandat est renouvelable. Le sous-ministre des Finances, celui de l'Énergie, des Mines et des Ressources, et un ou deux autres sous-ministres siègent au conseil.

Ensuite, comme d'autres sociétés d'Etat, Petro-Canada est tenue de faire approuver chaque année son plan de gestion par le Cabinet, et son budget d'immobilisations par le Conseil du Trésor. Comme il s'agit de documents détaillés, leur approbation donne lieu à une étude (ou pour emprunter l'expression d'un représentant de Petro-Canada, à une «négociation») régulière et approfondie des objectifs, des stratégies et du rendement de la société, dans l'immédiat et à terme, ainsi que de ses dépenses en capital, de ses engagements, de ses prêts et de ses garanties. En l'absence de modification officielle, une fois approuvés, ces documents définissent et précisent les principales activités de la société pour l'année qui suit.

Enfin, l'exercice des pouvoirs conférés par la Loi à Petro-Canada est assujetti au respect des directives que peut lui donner le gouverneur en conseil, sur la recommandation du ministre de l'Énergie, des Mines et des Ressources, lorsque le gouvernement est d'avis que l'«intérêt public» l'exige. Ce pouvoir officiel de donner des directives exécutoires à Petro-Canada a été utilisé avec modération. Il n'a été utilisé qu'à deux reprises pour des questions liées aux activités d'aval. La première de ces directives ordonnait à Petro-Canada d'agir en tant que représentant du Canada en vue d'importer du brut mexicain conformément à une entente d'État à État, tandis que la seconde lui imposait d'utiliser un nouveau procédé d'hydrocraquage, mis au point dans

l'installation de recherche CANMET du ministère de l'Énergie, des Mines et des Ressources, dans une usine-pilote de traitement, en milieu réel, à sa raffinerie de Montréal.

Des représentants de Petro-Canada ont déclaré qu'ils recevaient régulièrement des suggestions de la part de particuliers, et, à l'occasion, de députés, mais que ces suggestions n'étaient pas concrétisées à moins qu'elles ne présentent un intérêt sur le plan strictement commercial.

Évidemment, on s'est rendu compte dès le départ qu'une implantation d'envergure d'une société pétrolière d'Etat dans une industrie verticalement intégrée, dans un délai raisonnable et sur une base régionale bien équilibrée, nécessiterait un investissement très substantiel de fonds publics pendant la phase initiale. Aux termes de la *Loi sur la Société Petro-Canada*, ce financement doit s'effectuer au moyen d'un capital-actions autorisé (à l'origine de 500 millions de dollars, qui, en 1982, a été multiplié par plus de 10 pour s'élever à 5,5 milliards), d'une disposition sur les avances et prêts du Fonds du revenu consolidé, d'une disposition sur la vente d'actions privilégiées au gouvernement fédéral et d'un pouvoir d'emprunt général. Lorsque la Société Petro-Canada emprunte de l'argent, elle bénéficie du crédit et des coûts d'emprunt favorables du Gouvernement du Canada. Que des garanties officielles soient ou non fournies, les marchés monétaires peuvent donc voir dans un emprunt de Petro-Canada l'équivalent d'un emprunt du gouvernement, et cela constitue un avantage commercial d'importance pour la société.

On savait par ailleurs que les avoirs que Petro-Canada acquerrait lui rapporteraient, avec le temps, de plus en plus d'argent. La Loi renferme donc une disposition sur le paiement de dividendes relativement au capital-actions émis. Toutefois, si l'on n'attache aucune signification politique au fait de verser des dividendes au gouvernement ou d'acquérir des éléments d'actif grâce aux bénéfices non répartis ou à des emprunts plutôt que grâce à des crédits gouvernementaux, les pratiques ou les choix en matière de comptabilité ne changent rien au fait qu'il s'agit uniquement de fonds publics. Il est indispensable que les budgets d'immobilisations soient approuvés, peu importe la provenance théorique des fonds.

La principale filiale de Petro-Canada est Petro-Canada Inc. qui comprend deux divisions opérationnelles: Ressources Petro-Canada (amont) et Produits Petro-Canada (aval).

Le 31 mars 1985, dans le message livré dans le Rapport annuel de 1984 de Petro-Canada, le président-directeur général de la société, M. Hopper, a annoncé un changement d'orientation pour Petro-Canada:

> Dans ses neuf premières années d'existence, on a demandé à la société d'exercer ses activités pour répondre aux objectifs de sécurité énergétique du Canada, de façon efficace et efficiente, sans accorder de souci prédominant aux niveaux de rentabilité. La société a reçu un nouveau mandat de son actionnnaire — exercer ses activités selon des critères d'ordre commercial, familiers au secteur privé, en se préoccupant davantage de rentabilité et du besoin d'obtenir un maximum de rendement de l'investissement fait par le Gouvernement du Canada. Dans ce sens, Petro-Canada ne doit plus être perçue à l'avenir comme un instrument du gouvernement à la poursuite d'objectifs de politique gouvernementale. Toutefois, le gouvernement maintient le droit, à titre d'actionnaire, d'ordonner officiellement à Petro-Canada de poursuivre certaines activités dans l'intérêt national.

Cette déclaration, a-t-on précisé à la Commission, concernait uniquement la façon dont Petro-Canada se proposait de se comporter ou d'exercer ses activités dans le secteur situé en amont. Petro-Canada juge qu'en aval, elle a toujours exercé ses activités «selon des critères d'ordre commercial, familiers au secteur privé». M. W.A. West, président de Produits Petro-Canada, a expliqué cette déclaration dans les termes suivants:

> Le secteur en amont auquel s'applique cette citation s'est, croyons-nous, transformé au cours de 1983 et des premiers mois de 1984 et, comme vous le savez, notre mandat initial insistait d'abord sur des programmes d'exploration à longue échéance et à risques élevés dans des régions comme la côte est du Canada afin d'obtenir pour les Canadiens des renseignements sur le potentiel en gisements exploitables dans ces zones d'approvisionnement à plus long terme. Vers la fin de 1983, nous avons jugé que notre besoin de savoir était, en substance, satisfait et, en outre, il a semblé y avoir une surcapacité de production de brut dans le monde et une baisse graduelle des prix mondiaux du brut. Je crois que le monde en général jouissait d'une meilleure sécurité à long terme en ce qui concerne l'approvisionnement en pétrole. C'est pourquoi, à cette époque, la direction de Petro-Canada a concentré ses activités, dans le secteur en amont, sur la mise en valeur des gisements éloignés les plus prometteurs.

Quoique M. West ait déclaré que Petro-Canada inscrivait toujours la sécurité énergétique nationale au nombre de ses grands objectifs, sa déclaration restait obscure d'un point de vue pratique ou opérationnel.

Selon la preuve, le changement d'orientation (de l'exploitation dans les régions éloignées à la rentabilité à court terme) ne résultait ni d'un document particulier, ni d'une directive gouvernementale, ni d'une décision du conseil d'administration. D'après M. West, il découlait plutôt des discussions suscitées par l'approbation du plan annuel et du budget d'immobilisations de Petro-Canada, ainsi que de l'interprétation par la société des discours de divers ministres. La première indication publique évidente d'un changement d'orientation a été donnée au cours de l'été et de l'automne 1984 et peut avoir été influencée par l'évolution du climat politique.

Le *Rapport de la Commission royale sur l'union économique et les perspectives de développement du Canada* publié en septembre 1985 indique

qu'il «serait dangereux de nous mettre entièrement entre les mains des multinationales. Les actions des entreprises canadiennes, plus particulièrement des entreprises publiques, sont plus susceptibles de correspondre aux objectifs canadiens établis» (Vol. 2, p. 553). Les commissaires ne font pas de commentaires à ce sujet, encore que nous notions que cette affirmation ne s'applique sans doute guère aux activités de Petro-Canada telles qu'elle les perçoit elle-même. En octobre 1985, M. West a dit ce qui suit dans son témoignage au sujet des objectifs de Petro-Canada et de la modification récente de son mandat:

> Q. Généralement parlant, au sujet du mandat, juste pour m'assurer que je le comprends, votre position, M. West, en ce qui concerne le secteur en aval, a toujours été que Petro-Canada ne prendra aucun risque ni aucune mesure qu'une entreprise entièrement privée ne prendrait pas?
>
> R. C'est exact, Monsieur.
>
> Q. Cette attitude envers l'investissement risqué et la fixation des prix ainsi que d'autres politiques est désormais également adoptée en amont?
>
> R. Oui.
>
> Q. Tandis qu'auparavant, cette politique générale ne s'appliquait pas en amont?
>
> R. Non, je ne dirais pas qu'elle ne s'appliquait pas en amont. Tout est question d'équilibre. Nous cherchions certainement à avoir une certaine efficience en amont. Cependant, au lieu de nous concentrer si fortement sur ce secteur (au cours de cette période, nous avons certainement exploité des puits de pétrole, mais dans des régions éloignées), je dirais que notre centre d'intérêt est passé de l'exploration au développement.
>
> Q. En ce qui concerne le secteur en amont, vous allez désormais exercer vos activités selon des critères d'ordre commercial, familiers au secteur privé et prendre les décisions relatives aux investissements et aux risques comme si vous étiez une entreprise du secteur privé?
>
> R. Oui.
>
> Q. Selon vous, M. West — et vous avez de l'expérience des sociétés pétrolières dans les secteurs privé aussi bien que public — est-ce que Petro-Canada tiendrait compte de certains objectifs d'intérêt public qui pourraient l'amener à agir différemment d'une entreprise du secteur privé?
>
> R. Non, je crois que dans le domaine de la politique d'État, toutes les sociétés réagiraient probablement de la même façon. C'est du moins mon impression. La distinction que nous pouvons faire, c'est que Petro-Canada peut recevoir du gouvernement une directive qui ne s'appliquerait pas à une entreprise du secteur privé. Cependant, pour ce qui est du respect général de la politique en vigueur, leur réaction serait la même.

Q. Ce fait mis à part, vous n'avez aucun engagement spécial envers le Canada ou à l'égard de tout autre objectif d'intérêt public qui ne lierait aucune autre société pétrolière?

R. Non, du moins dans le sens où vous l'entendez.

Q. Le ministre de l'Énergie aurait déclaré que la Société Petro-Canada peut faire ce qu'elle veut dans la mesure où elle exerce ses activités dans les limites de la Politique énergétique nationale. Quelles sont ces limites?

R. Les limites de la Politique énergétique nationale . . . Je crois que j'ai mentionné plus tôt les directives de principe qui sont émises de temps à autre. Il y a aussi l'Accord de l'Ouest et l'Accord de l'Atlantique, et certainement la *Loi sur la Société Petro-Canada* et la *Loi sur l'administration financière*. Tous ces documents régissent nos activités.

Q. Exercer ses activités dans les limites de la Politique énergétique nationale, cela ne signifie rien de plus qu'obéir à la Loi?

R. Je crois que c'est exact, de façon générale. Quelquefois, je suppose, la Politique nationale comporte des orientations qui ne font pas réellement partie de la Loi. Je ne sais pas exactement . . .

Q. Eh bien, pouvez-vous me donner un exemple de document liant uniquement Petro-Canada?

R. Non, je ne le peux pas.

Les objectifs ou «justifications» généralement attribués à Petro-Canada peuvent être plus restreints que la capacité et les pouvoirs dont la société est réellement dotée en vertu de la Loi et peuvent être dépassés par la portée et l'étendue de ses activités commerciales «visibles». Ce fait semble avoir incité certains concurrents ou clients de Petro-Canada, particulièrement dans le secteur en aval, à lui reprocher d'avoir pris des mesures indignes d'une société pétrolière d'État ou, au contraire, de ne pas avoir pris de mesures incombant à une telle société. Nous reviendrons plus loin aux critiques les plus fréquentes.

En 1981, un cadre supérieur de Petro-Canada a ainsi résumé les principales motivations politiques qui sous-tendent la création de Petro-Canada : obtenir la sécurité des approvisionnements en pétrole en donnant énergiquement suite aux perspectives d'approvisionnement en pétrole indigène et, par d'autres moyens, encourager les nouveaux projets énergétiques et l'obtention par le Canada d'une plus grande partie de la technologie connexe et des avantages au niveau industriel, et améliorer le degré d'information et de compréhension du gouvernement aux fins de l'établissement des politiques et de l'évaluation continue des possibilités nationales d'approvisionnement à long terme.

En outre, en ce qui concerne le champ et la portée de la participation de Petro-Canada dans l'industrie, un ex-ministre de l'Énergie, des Mines et des Ressources a fait observer que la présence d'une société d'État importante pouvait aider à calmer les inquiétudes de certains particuliers voulant que les prix élevés exigés pour les produits soient d'une manière ou d'une autre attribuables aux tendances antisociales des sociétés pétrolières.

L'une des fonctions de Petro-Canada consiste à servir de «fenêtre sur l'industrie» pour l'État. Pour s'acquitter d'un tel rôle, il faut avoir une connaissance intime et constante de l'industrie. Les témoins de Petro-Canada ont clairement indiqué que les renseignements exclusifs qu'ils peuvent obtenir d'autres sociétés au cours de la négociation d'accords d'approvisionnement entre raffineurs ou d'accords coopératifs en amont, par exemple, ne sont pas communiqués au gouvernement ni à ses représentants.

L'éventail des activités de Petro-Canada donne lieu à une gamme étendue de projets relatifs à la Politique énergétique. En 1981, par exemple, dans le cadre du Programme énergétique national et conformément à une directive du Cabinet, la Société Petro-Canada pour l'assistance internationale a été constituée en société, en tant que filiale en propriété exclusive de Petro-Canada, pour aider les pays en développement importateurs de pétrole à découvrir et à exploiter leur pétrole et gaz indigènes, et à devenir ainsi moins tributaires de l'étranger. Les projets de cette nouvelle société sont tous mis en oeuvre à l'extérieur du Canada et consistent essentiellement à offrir la technologie et le savoir-faire spécialisés du Canada pour les travaux d'exploration, de mise en valeur, de production et de formation. C'est un instrument du gouvernement canadien pour l'aide au développement, financé par les fonds d'aide du gouvernement canadien, et son existence n'a aucun effet sur les revenus de Petro-Canada.

3. La croissance et l'intégration (1975-1985)

(a) La croissance

C'est essentiellement en achetant d'autres sociétés que Petro-Canada a réussi à s'implanter sur le marché. Pour Petro-Canada, cette façon de procéder lui a donné certains avantages, notamment la production d'avoirs productifs et l'acquisition de compétences en matière de gestion et d'entrepreneurship. Elle a permis également d'éviter un accroissement de la capacité excédentaire existante et, surtout en matière de commercialisation, de résoudre le problème des emplacements désavantageux attribuable à une arrivée tardive sur le marché. La constitution d'une seule et grande entreprise au moyen de l'acquisition et de l'intégration de plusieurs autres sociétés

soulève toutefois quelques questions sur les répercussions sur la concurrence. En effet, même sans tenir compte du fait que les membres d'un oligopole plus uni sont davantage susceptibles d'adopter des pratiques de fixation des prix et de vente identiques, on sait que la réduction du nombre de centres décisionnels rivaux présents sur le marché risque d'y affaiblir les forces et les pressions susceptibles d'aboutir à l'expérimentation et à l'innovation. Elle limite aussi le nombre des organisations qui, grâce à leurs connaissances, sont en mesure de déceler et de saisir des occasions de réaliser des profits (par exemple, certains besoins non satisfaits des consommateurs) et de se développer.

Il ne s'agit pas, bien sûr, de trouver des réponses simplistes aux questions que soulève un programme d'acquisition; en effet, chaque cas doit être étudié isolément afin de formuler des jugements éclairés au sujet de ses incidences économiques et commerciales. En outre, chacune des grandes acquisitions de Petro-Canada nécessitait l'approbation conformément au processus d'approbation du financement et du budget d'immobilisations applicable à l'époque; ainsi, même si des répercussions anti-concurrentielles étaient à prévoir, le gouvernement a néanmoins jugé que les acquisitions allaient généralement dans le sens de l'intérêt public. La Commission formule toutefois, à la fin de la présente section, certaines observations générales sur les conséquences probables des fusions sur l'état du marché.

Petro-Canada a commencé ses activités au début de 1976, lorsque le Gouvernement du Canada lui a confié ses participations dans le projet Syncrude et la société Panarctic Oils Limited. Au cours de la même année, Petro-Canada a ensuite acheté pour la somme approximative de 340 millions de dollars les actions de l'Atlantic Richfield Canada Limited, société qui se livrait exclusivement à des activités d'amont.

Les témoins représentant Petro-Canada ont déclaré qu'au moment de sa mise en service en 1976, la société avait comme premier mandat de mettre en valeur les sources éloignées d'approvisionnement en énergie. Toutefois, l'expansion ultérieure des intérêts d'amont de Petro-Canada, notamment l'acquisition des actions de Pacific Petroleums Ltd. en 1979, a également comporté l'acquisition d'une somme considérable d'actifs d'aval. Selon la preuve recueillie, la société américaine Phillips Petroleum Company, actionnaire majoritaire de Pacific Petroleums, n'était pas disposée à vendre uniquement les actifs d'amont. En achetant les actions de Pacific Petroleums pour la somme d'environ 1,5 milliard de dollars, Petro-Canada a donc acquis, outre une production d'amont considérable et des droits fonciers au Canada et à l'étranger, ainsi que certaines participations dans des pipelines, une raffinerie à Taylor, en Colombie-Britannique, 376 stations d'essence au détail situées à l'ouest des Grands Lacs et environ 50 points de vente de gros.

Les témoins de Petro-Canada ont déclaré que l'implantation dans le secteur de la commercialisation de cette société n'avait pas été motivée par le fait qu'elle croyait que le service offert aux Canadiens par les sociétés existantes laissait à désirer. Petro-Canada était intéressée ou, du moins, prête à acheter les raffineries et les services de commercialisation de Pacific Petroleums et à les conserver, sous un nouveau nom, plutôt qu'à les revendre, afin de voir ce qu'elle pourrait faire en aval. Selon la preuve recueillie, ce sont les connaissances que Petro-Canada a acquises grâce aux actifs d'aval achetés de Pacific Petroleums qui l'ont incitée à élargir son champ d'activité en aval. Les consommateurs ayant bien accueilli les stations-service affichant la marque «Petro-Canada», la société a jugé que les opérations d'aval pourraient être une source permanente de revenus qui lui permettrait de financer en partie ses activités d'amont et, par le fait même, de réduire le montant des subventions directes en provenance du gouvernement.

L'acquisition suivante faite par Petro-Canada en 1981, soit celle des actions de la Merit Oil Company Limited, qui possédait et exploitait 47 stations d'essence au détail à Vancouver et à Victoria ainsi que dans les régions environnantes, a été essentiellement une opération de commercialisation. Le coût de la transaction, soit environ 13 millions de dollars, a été couvert au moyen de fonds déjà affectés dans le budget d'immobilisations de Petro-Canada à l'expansion générale du secteur de la commercialisation dans l'Ouest du Canada plutôt qu'à l'acquisition précise des stations Merit. Cette chaîne avait été créée en 1959 par Robert Brodie, entrepreneur qui se spécialisait, à l'origine, dans la vente d'essence importée. Il avait accru son chiffre d'affaires en construisant quelques stations de bon rendement et en achetant d'autres, notamment la chaîne de stations «Pay-N-Save» en 1979. La stratégie commerciale de M. Brodie consistait à offrir des prix aussi bas que ses concurrents ainsi que des bons de réduction. Au cours de 1980, la société Merit avait eu du mal à se faire concéder de meilleurs prix par certains de ses fournisseurs et à obtenir un approvisionnement plus considérable de Petro-Canada qui, par ailleurs, lui offrait un prix satisfaisant. D'autre part, toujours selon les témoins de Petro-Canada, cette société estimait qu'elle n'était pas suffisamment «implantée» à Vancouver et à Victoria en raison des obstacles du zonage qui limitaient l'établissement de nouveaux points de vente au détail. C'est donc ce qui a entraîné la vente de Merit à Petro-Canada. Les témoins en question ont affirmé que l'intérêt montré par Petro-Canada pour la société Merit n'était que strictement commercial et n'avait été inspiré par aucun souci de manifestation nationaliste. A la suite de cette acquisition, Petro-Canada a accru l'approvisionnement des points de vente appartenant auparavant à Merit en accélérant le rythme de ses enlèvements de brut grâce à des ententes d'approvisionnement visant l'Ouest du Canada, en réduisant le nombre de ses appels d'offres et en important du brut.

C'est également en 1981 que Petro-Canada a réalisé son acquisition la plus importante, soit l'achat des actions et des avoirs de Petrofina Canada Inc. pour la somme d'environ deux milliards de dollars (quoique le montant précis de la transaction ne soit pas encore connu de façon certaine). En plus de la société Petrofina, Petro-Canada devenait également propriétaire d'une production d'amont et de droits fonciers considérables, d'une participation de 5 p. 100 dans le projet Syncrude, d'intérêts dans des réseaux de collecte depuis les champs pétrolifères, d'une grande raffinerie à Montréal (Pointe-aux-Trembles), de 949 points de vente au détail dans l'Est du pays et d'un certain nombre de points de vente de gros. Bien que la preuve ait révélé que la majorité des actionnaires de Petrofina n'étaient pas disposés à vendre séparément les actifs d'amont et d'aval, il est évident que Petro-Canada s'était déjà engagée dans une vaste opération d'expansion de ses opérations d'aval.

Les ventes au détail de Petro-Canada augmentaient rapidement, mais la raffinerie Taylor, source d'approvisionnement dans l'Ouest du Canada, semblait ne plus offrir la même garantie à long terme. Par conséquent, afin d'assurer la pérennité de ses approvisionnements, Petro-Canada a négocié avec Gulf Canada, en 1982, une entente en coparticipation aux termes de laquelle elle achetait, pour la somme d'environ 95 millions de dollars, une participation de 49 p. 100 dans la raffinerie de la société Gulf, à Port Moody, en Colombie-Britannique.

En 1982, Petro-Canada a également convenu d'acheter, pour la somme d'environ 500 millions de dollars, les actifs d'aval de BP Canada Inc., actifs qui se composaient d'une raffinerie située à Montréal (Ville d'Anjou), d'une autre raffinerie située à Trafalgar, en Ontario, d'environ 1 650 points de vente (soit plus de 1 000 en Ontario et plus de 600 au Québec) et environ 200 agents distributeurs ruraux. (La création du réseau commercial de BP, en Ontario, avait été essentiellement attribuable à l'acquisition faite par cette société des stations Cities Service en 1964, et Supertest en 1971.) Au moment de la conclusion du contrat d'achat, BP, qui venait tout juste de conclure avec Shell un autre important contrat de traitement réciproque à long terme aux termes duquel Shell devait traiter le pétrole de BP, à Montréal, et BP, celui de Shell, à Trafalgar, avait déjà annoncé son intention de fermer sa raffinerie de Ville d'Anjou. Après cette acquisition, Petro-Canada, qui était devenue le nouveau partenaire de Shell aux fins de la mise en oeuvre du contrat de traitement, a procédé à la fermeture de la raffinerie de Ville d'Anjou.

A la suite de l'acquisition de BP, le président de Petro-Canada a annoncé que la société était parvenue au terme d'une série d'acquisitions qui avaient démontré le «dynamisme» de Petro-Canada. Outre les raffineries évoquées ci-

dessus, Petro-Canada possédait comme actif d'aval, en 1983, environ 3 000 points de vente au détail situés en sol canadien. L'acquisition de la société Petrofina avait à peu près doublé la part que Petro-Canada détenait à ce moment-là sur le marché de l'essence au détail, et l'acquisition de la société BP est venue encore doubler cette part de marché; Petro-Canada détenait donc, en 1984, environ 15 p. 100 du marché canadien.

Il restait encore toutefois une autre acquisition capitale, et qui portait exclusivement sur des actifs d'aval. En effet, Petro-Canada achetait en 1985, pour la somme d'environ un milliard de dollars, les actifs d'aval de la société Gulf Canada Ltd. situés à l'ouest du Québec. Ces actifs se composaient essentiellement de 1 797 points de vente au détail, des raffineries de la société Gulf situées à Clarkson, à Moose Jaw, à Edmonton et à Port Moody (soit la participation de 51 p. 100 dont Petro-Canada n'était pas encore propriétaire), d'intérêts dans les pipelines de produits raffinés de la société Gulf ainsi que les biens immobiliers, contrats d'approvisionnement et droits relatifs à ces actifs. Petro-Canada, qui comptait déjà 3 200 salariés en aval, en a intégré 3 000 de plus à la suite de cette acquisition. (Elle compte en outre 3 500 salariés en amont.)

Petro-Canada a acheté la société Gulf parce qu'elle voulait ainsi accroître sa part relative du marché dans l'Ouest du Canada et mieux se faire connaître des consommateurs des quatre provinces de l'Ouest. La société estimait également qu'en achetant les raffineries en question, elle pourrait ravitailler plus sûrement, et à des prix plus concurrentiels, ses points de vente. La preuve a également démontré que les dirigeants de Petro-Canada estiment généralement qu'une part «critique» de marché d'environ 12 p. 100 est requise pour permettre une efficacité maximale des opérations et faire connaître la marque aux consommateurs dans une mesure qui permette de pratiquer les mêmes prix que les *Majors*. Avant l'acquisition de la société Gulf, Petro-Canada détenait environ 15 p. 100 du marché canadien; toutefois, dans les provinces de l'Ouest, la société n'en détenait qu'environ 5 p. 100 (au Manitoba) à 10 p. 100 (en Colombie-Britannique et au Yukon). A la suite de l'acquisition, Petro-Canada s'est trouvée à détenir environ 25 p. 100 du marché de chacune des quatre provinces de l'Ouest.

Il faut aussi parler de l'acquisition des actifs ontariens de la société Gulf. Même si Petro-Canada possédait déjà plus de points de vente en Ontario que tous ses concurrents (à l'exception de Shell), détenait plus de 17 p. 100 du marché de l'essence au détail en Ontario et écoulait déjà 45 p. 100 de l'ensemble de ses produits en Ontario, les témoins représentant la société ont déclaré que celle-ci voulait malgré tout obtenir ces actifs parce qu'ils présentaient un certain «intérêt». De façon plus précise, Petro-Canada était intéressée par l'usine de lubrification de Clarkson et le savoir-faire connexe,

certains avantages — encore imprécis — qui tenaient à la proximité des raffineries de Clarkson et de Trafalgar, les laboratoires de recherche de la société Gulf à Sheridan Park, certaines stations d'essence au détail de la société Gulf très bien situées à Toronto et la possibilité d'accroître le nombre de ses stations d'essence dans le Nord de l'Ontario.

Selon le témoignage de M. West, il faut peut-être souligner que c'est uniquement après s'être engagée à acheter les actifs ontariens de la société Gulf que Petro-Canada a pu obtenir les actifs d'aval de Gulf dans l'Ouest du Canada. Petro-Canada est, bien sûr, tout à fait libre de vendre ces actifs, bien qu'elle ait indiqué qu'elle n'a aucune intention de le faire.

Sous le rapport des parts de marché et du nombre des points de vente, l'acquisition de la société Gulf a fait de Petro-Canada la société pétrolière la plus importante du secteur de l'essence au détail dans plusieurs régions du Canada et dans l'ensemble du pays. Le tableau suivant présente les renseignements essentiels relatifs à la répartition du marché du secteur de l'essence au détail à l'ouest du Québec.

Selon Petro-Canada, entre 80 et 90 p. 100 de son chiffre d'affaires actuel a pu être réalisé grâce à ses acquisitions, et le reste a été réalisé grâce à une expansion supplémentaire qui reposait tant sur les actifs que Petro-Canada avait acquis que sur ceux qu'elle avait mis sur pied. La majeure partie de cette expansion supplémentaire est attribuable à l'accueil favorable fait par le

Tableau XV-1

Données relatives aux marchés de l'essence au détail de Petro-Canada à l'ouest du Québec

	Petro-Canada avant l'acquisition de Gulf		Gulf (à l'ouest du Québec)	
	Points de vente	Part du marché	Points de vente	Part du marché
C.-B. et Yukon	183(19)	10,2%	340	14,2%
Alberta et T.N.-O.	118(12)	8,3	407	20,0
Saskatchewan	37	5,9	304	18,8
Manitoba	33(2)	5,1	232	21,2
Ontario	982(34)	19,7	514(2)	11,8

Note: Les nombres de points de vente placés entre parenthèses renvoient à des points de vente de marques secondaires, c'est-à-dire les points de vente affichant une marque autre que «Petro-Canada» ou «Gulf», selon le cas. Au Canada, Petro-Canada possédait environ 1 100 points de vente de plus à l'est de Toronto. Les témoins de Petro-Canada ont témoigné que si les ventes aux autres raffineurs étaient supprimées, la part de marché de Petro-canada en Ontario aurait été entre 17 et 18 p. 100 avant l'achat des actifs de Gulf.

public à la marque «Petro-Canada» ainsi qu'à des points de vente remis à neuf, et représente une part du marché enlevée à d'autres vendeurs.

Outre le commerce de l'essence et du carburant diesel, Petro-Canada participe également dans la vente du mazout. Ce sont les grandes acquisitions évoquées ci-dessus ainsi que des acquisitions d'indépendants locaux ou d'une partie de leurs entreprises qui sont à l'origine de ces nouvelles activités. Petro-Canada compte 400 représentants au Canada, particulièrement dans les petites localités de l'Est, qui font la livraison de mazout. La société est également propriétaire de 22 points de vente, de 19 grossistes affichant son enseigne et de trois filiales en propriété exclusive, qui s'occupent de la distribution du mazout. En outre, Petro-Canada a succédé à Petrofina à titre d'actionnaire (à 49 p. 100, en général) de 16 petites entreprises après s'être associée à des gens d'affaires qui avaient déjà exploité des entreprises locales de mazout en tant que petits indépendants. Ces petites entreprises n'assurent pas toutes la distribution sous la marque «Petro-Canada», quoique Petro-Canada, si elle décide d'offrir un aussi bon prix, ait le droit d'approvisionner les entreprises en question.

Pour brosser un tableau complet de la situation, il faut également dire qu'en 1980, Petro-Canada a acheté une grande raffinerie inexploitée à Come-By-Chance (Terre-Neuve). Construite en 1973 par une nouvelle société non intégrée, cette raffinerie avait fermé ses portes en 1976. Il semblerait que Petro-Canada, qui a laissé cette raffinerie en sommeil depuis 1980, tente actuellement de la vendre.

Lorsque la révision récente des objectifs relatifs aux activités d'amont de Petro-Canada est envisagée de concert avec sa gigantesque expansion en aval, question qui, soit dit en passant, ne paraît pas avoir été étudiée avant 1979, le rôle de Petro-Canada semble avoir énormément évolué au cours de ses dix années d'existence. D'après les déclarations de témoins de Petro-Canada et de certains ministres, ce phénomène serait en partie attribuable à une nouvelle orientation des priorités et préoccupations nationales en ce qui concerne la protection des sources d'énergie et au degré de «canadianisation» de l'industrie. Cependant, il n'appartient pas à la Commission de tenter d'analyser les motifs qui ont incité Petro-Canada à agir de telle ou telle façon, ou à se livrer à diverses activités, sauf en ce qui a trait aux répercussions de ces activités sur le marché. La Commission note que le comité gouvernemental chargé d'étudier la question de la privatisation tente actuellement de déterminer si un certain nombre de sociétés de la Couronne, y compris Petro-Canada, jouent toujours un rôle d'intérêt public important et, dans la négative, de décider de leur sort.

(b) Remarques générales sur les fusions

Il ne convient pas que la Commission, suivant la procédure prévue à l'article 47, cherche à juger les fusions particulières d'après les normes juridiques de l'article 33 en matière pénale, ni qu'elle tente de trancher tout autre comportement particulier en appliquant les normes matérielles de d'autres articles de la Loi. Des cas de conduite particuliers ne peuvent être évalués de façon juste et convenable que selon une procédure amorcée expressément à cette fin en vue de réparations obligatoires, et les preuves et arguments développés lors d'une telle procédure seraient beaucoup plus complets qu'ils ne le sont en vue de la procédure très générale que prévoit l'article 47. La Commission tient néanmoins à faire certaines observations sur les effets qu'ont eus sur le marché les fusions ayant contribué à la croissance de Petro-Canada.

L'acquisition de Merit en 1981, encore que modeste par rapport aux autres acquisitions de Petro-Canada, a suscité chez les commissaires des doutes assez graves. Merit avait essentiellement compté sur les écarts de prix et les bons de réduction pour faire fructifier son commerce, cherchant, en général, à égaler les prix les plus bas du marché. Ainsi qu'on le verra plus longuement ci-dessous, la stratégie d'ensemble de fixation des prix de Petro-Canada a consisté à suivre les prix fixés pour des gammes de produits comparables, attestant l'importance de sa situation sur le marché en général et son aptitude à se fier au sentiment nationaliste afin d'attirer les clients. Après cette acquisition, Petro-Canada a remplacé l'enseigne de «Merit» par celle de «Petro-Canada», maintenu la marque «Pay-N-Save» dans la plupart des stations «Pay-N-Save» et interrompu la distribution des bons de réduction. Les stations-service Merit, qui affichaient dorénavant l'enseigne de Petro-Canada, passèrent, en raison du changement de marque, des prix les plus bas aux prix les plus élevés. Dans les points de vente «Pay-N-Save», la hausse tendancielle des prix aurait été moins prononcée.

Au lieu de refuser un approvisionnement supplémentaire à M. Brodie et d'exercer possiblement sur lui des pressions accrues pour qu'il vende, vu les conditions d'approvisionnement difficiles à l'époque, Petro-Canada aurait-elle dû prendre les mêmes mesures qu'en fait elle a prises par la suite pour mieux ravitailler les points de vente? Il est improbable, selon la Commission, que l'intérêt public ait été bien servi par l'élimination de Merit, force concurrentielle énergique dans le domaine du commerce de l'essence au détail, et important acheteur en gros indépendant sur les marchés de Vancouver et de Victoria. (Il n'est pas interdit de croire que Merit aurait pu un jour vendre son commerce à une autre personne; les effets d'une telle vente sur la concurrence auraient été alors partiellement fonction des méthodes de vente de l'autre acheteur.) L'achat effectué par Petro-Canada

ne servait d'ailleurs aucun but nationaliste puisque Merit était déjà une société canadienne. D'autre part, toute justification par l'intérêt public devrait, semble-t-il, reposer sur une augmentation des bénéfices de Petro-Canada résultant en partie d'une hausse du prix de l'essence à la consommation. Or, la Commission doute que pareil résultat, même si l'on pouvait le considérer comme un avantage pour la population, puisse compenser le tort causé à l'intérêt public du fait de l'élimination de Merit en tant que force concurrentielle unique, en sa double qualité d'acheteuse et de vendeuse. Depuis l'achat en question, la part du marché que détenaient les indépendants n'a cessé de diminuer.

L'acquisition des biens d'aval de Petrofina et de BP fut autre chose. Les deux entreprises étaient de grandes sociétés régionales de l'Est du Canada qui s'étaient implantées dans le secteur dans les années 1950. Il semble qu'au moment de l'acquisition de Petrofina et BP par Petro-Canada elles n'étaient pas des présences vigoureuses parmi les détaillants d'essence. Il est probable que leurs réseaux de vente au détail, au faible débit moyen, auraient eu besoin d'une sérieuse mise au point pour subsister encore longtemps. Des lacunes dans leur propre commerce de détail ont pu, bien sûr, avoir amené ces entreprises à jouer des rôles d'une importance disproportionnée comme fournisseurs des indépendants ou des acheteurs du commerce ou de l'industrie, mais, à la suite des fusions, la Commission n'a été saisie d'aucune plainte faisant état d'une diminution de la concurrence en matière d'approvisionnement. La Commission n'a pas cherché à examiner par le menu tous les aspects de ces grandes fusions, mais, en général, la fusion et la rationalisation des biens d'aval de Petrofina et de BP en une seule entreprise commerciale disposant des ressources financières, des cadres et de la volonté nécessaires pour devenir à la longue une présence très sentie sur le marché, ont bien pu, dans l'ensemble, aviver les forces concurrentielles. Au vrai, cette présence s'est manifestée en ce que le volume des ventes au détail de Petro-Canada, ces dernières années, s'est accru en dépit d'une baisse qui a touché toute l'industrie.

L'achat de Gulf, en 1985, appelle cependant des considérations d'un autre ordre. Quand deux des cinq sociétés formant un oligopole s'unissent, on se pose de sérieuses questions sur la mesure dans laquelle l'autonomie des initiatives concurrentielles sera entravée. Ces questions prennent une grande importance lorsque les sociétés sont intégrées verticalement et que le principal produit est un produit aussi homogène que l'essence. Le danger, alors, provient autant de «l'interdépendance concurrentielle» que des ententes tacites. Il y a moins de chances que la mésentente surgisse entre les sociétés à propos de stratégies divergentes ou, au sein de celles-ci, par suite de déséquilibres intervenant dans l'offre ou la demande. La croissance générale de Petro-Canada, jusqu'au moment où fut acheté Gulf, avait contribué à un

important desserrement de l'oligopole que formaient, depuis longtemps au pays, les quatre grandes sociétés pétrolières nationales, étant donné que Petro-Canada avait atteint la taille des quatre autres, en partie en leur dérobant une part de leur marché.

Gulf, l'une de ces grandes sociétés d'envergure nationale, faisait concurrence à Petro-Canada d'un océan à l'autre. C'était une force avec laquelle il fallait compter tant dans le domaine du raffinage que dans celui de la distribution. De fait, c'est à Gulf qu'est principalement attribuée la guerre des prix qui, en 1982, eut pour théâtre l'Ouest du Canada, parce que cette société avait été la première à fixer les prix, dans ses libres-services, au-dessous de ceux que pratiquaient les revendeurs non intégrés dans leurs stations-service traditionnelles. (Gulf ne faisant pas usage de marques secondaires, des pressions tout à fait particulières ont donc pu s'exercer, au niveau des prix, sur sa marque.) En outre, contrairement à Petrofina et à BP, Gulf disposait de nombreux et excellents emplacements pour le commerce de détail au Canada, ainsi que de plusieurs autres installations modernes et efficaces, situées en aval.

Des questions particulières se posent en ce qui concerne l'Ontario, où les guerres de prix ont été chose commune ces dernières années. Gulf était non seulement un concurrent majeur dans le commerce de détail en Ontario, mais encore comme fournisseur dans une région d'approvisionnement qui faisait face à de fortes pressions concurrentielles par suite d'une certaine capacité excédentaire dans le raffinage et dans la distribution. Conformément à l'une des clauses de l'acquisition, Petro-Canada devait racheter, pour sa raffinerie de Montréal, les produits pétroliers dirigés sur Montréal depuis la raffinerie de Clarkson, et assumer l'obligation qu'avait Gulf de fournir Texaco à même sa raffinerie de Montréal, obligation qui, Petro-Canada le savait, amènerait probablement la fermeture de cette raffinerie. Il n'est pas étonnant que, deux semaines après la conclusion de son accord avec Petro-Canada, Gulf ait annoncé qu'elle se proposait de fermer sa raffinerie, à moins qu'on ne puisse trouver un acheteur qui voudrait continuer à l'exploiter.

Assurément, même sans Gulf, Petro-Canada avait déjà, en Ontario comme dans le reste du pays, largement dépassé sur le plan de la pénétration du marché le taux «critique» de 12 p. 100 qu'elle s'était fixé. La Commission reconnaît qu'à long terme un objectif de ce genre a moins d'importance pour des marchés de détail précis.

Interrogée sur les économies qu'elle aurait pu raisonnablement s'attendre à réaliser du fait de l'achat de Gulf, notamment de ses installations ontariennes, Petro-Canada a répondu dans des termes si généraux que la Commission ne peut tenter d'estimer ces économies en regard de la perte,

moins bien définie et pourtant réelle, que représentent pour le public l'élimination d'un concurrent important et le resserrement de l'oligopole. Les effets probables de la fusion sur le chevauchement des commerces de détail, des installations de recherche, des usines de lubrifiants, des raffineries et d'autres éléments du même genre devraient également faire l'objet d'un examen. La Commission ne connaît pas non plus les propres prognostics de Gulf quant à sa viabilité à long terme dans le secteur d'aval. C'est ce type d'estimation, toutefois, qu'il faudrait faire afin d'établir si la fusion était suffisamment justifiée du point de vue analyse du marché, pour redresser le tort causé, à première vue, au fonctionnement du marché. Dans quelle mesure ce genre d'estimation entrait dans l'évaluation que le gouvernement a faite de l'acquisition avant de l'autoriser, c'est ce que la Commission ne sait pas. Il se peut que, de toute façon, le gouvernement ait envisagé une canadianisation plus poussée du secteur d'aval, ou la nécessité d'éviter une nouvelle concentration entre des mains étrangères, ou quelque autre aspect de la fusion, comme d'importance primordiale pour la population canadienne.

(c) La rationalisation

Le prix d'achat des actions ou des biens ne constitue pas la seule composante du coût d'un programme visant à l'acquisition de sociétés concurrentes. Les coûts d'intégration ou de rationalisation des avoirs, de l'exploitation et du personnel des organisations peuvent aussi être considérables, bien que l'on puisse supposer qu'ils sont au moins compensés par les économies que fera l'établissement en cause.

Un programme d'acquisition dans le secteur d'aval, comme celui que Petro-Canada a mis en route, implique inévitablement, jusqu'à un certain point, la nécessité de supprimer le double emploi dans certaines installations, particulièrement en ce qui concerne des points de vente voisins, qui se faisaient naguère concurrence. Les principes selon lesquels ce genre de suppression est effectué sont une affaire d'intérêt public tel que mentionné ci-dessous. D'autres forces, bien sûr, sont à l'oeuvre elles aussi, au-delà des nécessités qu'engendre l'acquisition. Depuis nombre d'années, ainsi qu'on l'a vu ailleurs dans le présent Rapport, l'industrie pétrolière réduit considérablement le nombre de ses points de vente au détail en raison d'une baisse de la demande d'essence (ces dernières années) et des services offerts dans ses débouchés traditionnels afin de réduire les coûts et de tirer parti des possibilités de débit des installations en libre-service situées en zones urbaines. L'effet que l'intégration de ces divers éléments a pu avoir sur le nombre de points de vente au détail de Petro-Canada en Ontario se mesure de la manière suivante:

Points de vente au détail de Petro-Canada en Ontario

Année	Avant l'acquisition	Acquis
1979	0	11 (à Pacific Petroleums)
1981	11	295 (à Petrofina)
1982	317	1 020 (à BP)
1985	982	514 (à Gulf)

On notera qu'une réduction considérable du nombre des points de vente de Petro-Canada en Ontario s'est produite après l'achat de BP.

Dans l'ensemble du pays, Petro-Canada a fait au total l'acquisition d'environ 3 000 points de vente au détail de Pacific Petroleums, de Merit, de Petrofina et de BP. A la fin de 1984, elle avait conservé 2 485 points de vente, ce qui signifie une réduction nette d'environ 500 points de vente sur une période de cinq ans. Plus de 400 de ces débouchés ont été liquidés en 1984, principalement en Ontario. Notons que ces chiffres relatifs à la réduction nette ne rendent pas entièrement compte du nombre de débouchés liquidés, vu le nombre de nouveaux débits construits par Petro-Canada et de ceux d'autres marques qu'elle a attirés vers elle. Dans ce dernier cas seulement, le nombre s'établissait à 96 à la fin de 1982 (ici on ne compte pas ceux qui ont quitté Petro-Canada).

M. West a estimé qu'un peu plus de 100 points de vente seraient abandonnés par Petro-Canada par suite de l'achat de Gulf. Affirmer que les points de vente seront abandonnés par Petro-Canada ne veut pas dire, cela va de soi, que l'industrie en sera privée. M. West a estimé que 55 à 60 p. 100 des débouchés de Gulf étaient la propriété des concessionnaires et que si ces débouchés devaient être exclus du réseau de Petro-Canada, les propriétaires, dans la plupart des cas, commenceraient à vendre une autre marque.

Petro-Canada pourrait troquer un petit nombre d'autres points de vente contre des débouchés situés ailleurs. En matière de «rationalisation», d'autres solutions de rechange comprennent la modification des services offerts dans une station (de sorte que si deux stations-service sont près l'une de l'autre, l'une d'elles, par exemple, sera un libre-service et l'autre sera un poste où l'on offre des services complets); une autre solution serait aussi l'adoption d'une marque secondaire à l'une des deux stations-service voisines.

Lorsque Petro-Canada est le propriétaire d'un point de vente, la valeur de son emplacement comme débit d'essence se mesurera à sa valeur d'achat soit comme débit d'essence, soit en vue d'un autre usage. Quant à savoir s'il doit être vendu comme poste d'essence, on se demandera alors s'il y a lieu de

négocier un contrat d'approvisionnement et, dans l'affirmative, si la station-service sera dotée de l'enseigne «Petro-Canada».

Il y a des emplacements d'établissements commerciaux viables que Petro-Canada veut voir se détacher de son réseau, tout en préférant qu'ils cessent de vendre de l'essence et de concurrencer ainsi les autres stations qu'elle conserve. On fait jusqu'à un certain point le même cheminement dans l'évolution normale d'un réseau de distribution, mais il prend un caractère plus aigu quand il porte sur la rationalisation qui fait suite à l'acquisition des avoirs d'un concurrent. Petro-Canada a coutume de se débarrasser de ces débouchés en assujettissant leur vente à un pacte dit d'«usage non pétrolier» qui interdit à l'acheteur, et à ceux qui, par la suite, achèteraient l'emplacement, d'utiliser celui-ci pour vendre de l'essence. Naturellement, ces pactes n'ont de sens que là où les bonnes adresses sont rares, par exemple, dans les régions urbaines; ils ont du reste pour unique but de limiter le nombre des implantations et, par là, d'atténuer la concurrence à laquelle devront faire face les quelques stations-service qui resteront dans le voisinage. En fait, cette limitation coûte de l'argent au vendeur, argent qu'il compte amplement récupérer sous forme de prix plus élevés à la pompe ou d'un débit plus considérable. Ces conventions nuisent manifestement à l'intérêt public. C'est pourquoi la Commission recommande ultérieurement dans ce Rapport qu'elles soient rendues non exécutoires, au moins pour l'industrie en question. A tout événement, il semble que l'intérêt public ne justifie nullement Petro-Canada de recourir aux conventions dites d'«usage non pétrolier».

4. Les conséquences possibles de la propriété publique

(a) La surveillance de l'État

Lorsque le gouvernement procède à son examen annuel du plan et du budget d'immobilisations de Petro-Canada, il étudie (ou, comme le disait un témoin de Petro-Canada, «négocie») dans leurs aspects les plus généraux, les stratégies et objectifs commerciaux de Petro-Canada, y compris sa politique et ses pratiques en matière de fixation des prix, ses projets d'expansion géographique, la remise à neuf de ses points de vente au détail et les sommes qu'elle entend consacrer à sa publicité. Il s'agit, en fin de compte, de savoir si le public retire ce qu'il devrait de son investissement substantiel dans la société Petro-Canada.

Avant que n'interviennent les importantes modifications touchant les sociétés d'État apportées à la *Loi sur l'administration financière* en 1984, Petro-Canada était tenue de faire approuver son budget d'immobilisations

(dans lequel le document sur la stratégie d'ensemble de la société était habituellement incorporé) par le Cabinet. En vertu de la Loi, cet organe ne pouvait donner son aval que sur la triple recommandation du ministre de l'Énergie, des Mines et des Ressources, du ministre des Finances et du président du Conseil du Trésor. Cette exigence a amené ces trois ministères à intervenir plus étroitement dans le processus d'examen et de révision. Les modifications de 1984 exigent que le plan de la société soit approuvé par le Cabinet sur la recommandation du ministre de l'Énergie, des Mines et des Ressources (et, si le règlement l'exige, du ministre des Finances) et que son budget d'immobilisations soit approuvé par le Conseil du Trésor sur la recommandation du ministre de l'Énergie, des Mines et des Ressources (ainsi que sur celle du ministre des Finances si celui-ci l'exige).

Quelque temps après l'approbation du plan et du budget d'immobilisations de la société, un résumé de ces documents, établi par Petro-Canada et approuvé par le ministre de l'Énergie, des Mines et des Ressources, doit être déposé au Parlement.

Bien que les modifications apportées à la *Loi sur l'administration financière* en 1984 aient placé Petro-Canada dans une classe de sociétés d'État nouvellement définie en précisant qu'elle «exerce ses activités dans un milieu compétitif», la recommandation du ministre de la Consommation et des Corporations, à qui incombe primordialement la responsabilité du maintien de la concurrence, n'est pas exigée pour l'approbation du plan et du budget d'immobilisations de la société ou pour les directives du Cabinet. La Commission est d'avis que l'attribution de cette fonction et de cette responsabilité à ce Ministre serait utile puisqu'elle favoriserait la coordination et l'équilibre entre les différents aspects d'une politique d'État qui peuvent parfois entrer en conflit. Il serait dans l'intérêt public de disposer d'un mécanisme institutionnel de ce genre qui ferait en sorte que des questions touchant Petro-Canada, comme l'acquisition de Merit, la conservation des avoirs d'aval de la société Gulf en Ontario, la vente possible de la raffinerie Come-By-Chance, et l'adoption éventuelle, à l'instar des autres raffineurs, du nouveau système de fixation du prix départ raffinerie, soient toutes soigneusement examinées sous le rapport de leurs incidences probables sur le jeu des marchés ainsi que des points de vue des bénéfices, de la Politique énergétique et de l'intérêt public en général. On a eu recours à un processus de consultation interministérielle analogue, bien que moins officiel, pour la mise en oeuvre de la Politique d'examen d'investissement étranger au Canada. Il semblerait également que l'attribution d'un tel rôle au Ministre soit conforme à la politique qui sous-tend le pouvoir dont dispose le Directeur, en vertu de l'article 27.1 de la Loi, d'intervenir dans les procédures des offices, commissions et tribunaux fédéraux relativement au maintien de la concurrence.

Petro-Canada a acquis une telle force dans les secteurs pétroliers situés en aval que, à l'occasion, il serait peut-être utile, dans l'intérêt national, qu'elle adopte des politiques qui vont plus loin que le simple respect de la *Loi relative aux enquêtes sur les coalitions*. Elle jouerait ainsi un rôle de «trouble-fête» en rendant moins fréquentes des pratiques de caractère oligopolistique qui pourraient autrement se répandre tout à loisir dans une industrie comme celle-là. En d'autres termes, Petro-Canada pourrait, en certaines circonstances, être obligée ou incitée à agir de manière à favoriser la concurrence plutôt qu'à simplement éviter de la réduire par les moyens qu'interdit la *Loi relative aux enquêtes sur les coalitions*. Grâce au mandat et à la compétence dont il dispose, le ministère de la Consommation et des Corporations pourrait utilement procéder à une évaluation permanente de telles possibilités.

La Commission ne croit pas que le fait de confier au Ministre ce rôle concernant les affaires de Petro-Canada, comme il est recommandé ci-dessus, nuirait de quelque façon que ce soit aux responsabilités distinctes de contrôle du Directeur en vertu de la Loi.

(b) L'application de la Loi relative aux enquêtes sur les coalitions

Les dirigeants de Petro-Canada ont témoigné que, dans le cadre de ses activités, la société ainsi que ses effectifs cherchait à se conformer à toutes les lois du pays, y compris la *Loi relative aux enquêtes sur les coalitions*. La jurisprudence ne permet toutefois pas d'établir clairement que Petro-Canada est tenue de le faire, et certains croient que la concurrence serait améliorée si, comme toutes les autres sociétés pétrolières, Petro-Canada était clairement assujettie aux dispositions pénales et civiles de cette Loi.

Dans l'affaire *R. c. Eldorado Nucléaire Limitée et Uranium Canada Limitée* (1983), la Cour suprême du Canada a jugé que les sociétés mandataires de l'État ne tombent pas sous le coup de la *Loi relative aux enquêtes sur les coalitions* lorsque leurs actes visent à réaliser les fins qui leur sont expressément fixées par la Loi, mais y sont assujetties lorsqu'elles outrepassent ces fins. Cependant, l'incertitude demeure en ce qui concerne l'exacte mesure dans laquelle Petro-Canada est soumise aux lois du marché. On n'a pas demandé à la Cour suprême d'expliquer le libellé de la *Loi sur la Société Petro-Canada* ou les modifications apportées en 1984 à la *Loi sur l'administration financière*, ni de déterminer jusqu'à quel point les employés d'une société, pris individuellement, jouissent d'une situation distincte de celle de cette société. On ne voit pas très bien comment s'applique à Petro-Canada la distinction établie par la Cour entre «les actes accomplis au cours de la réalisation des fins de l'État, mais qui ne visent aucunement à réaliser

les fins de l'État» (immunité non accordée) et «les actes qui visent à réaliser les fins de l'État» (immunité accordée). Les mandataires de l'État restent toutefois assujettis aux contraintes du droit commun qui ont trait, notamment, à l'ingérence préjudiciable dans les affaires des autres, à la non-exécution des engagements en vue d'entraver la libre concurrence et aux complots en vue de la compromettre.

Les sociétés d'État mêlées à l'affaire de l'uranium n'étaient que deux des diverses sociétés accusées d'avoir comploté, et lorsque la Cour suprême a rendu sa décision, le procureur général a abandonné les poursuites à l'égard des autres sociétés estimant qu'il serait injuste d'y donner suite si les sociétés d'État ne peuvent pas aussi être poursuivies.

La Cour suprême a précisé que «la raison d'être conceptuelle de la doctrine de l'immunité de l'État est obscure». Des propositions récentes du gouvernement visant à modifier la *Loi relative aux enquêtes sur les coalitions* indiquent que la Loi pourrait bientôt prévoir que les sociétés d'État sont entièrement assujetties à la *Loi relative aux enquêtes sur les coalitions* dans la mesure où, dans le cadre d'activités non réglementées, elles entrent en concurrence réelle ou potentielle avec d'autres sociétés. La Commission a constaté que cette proposition était, en général, bien accueillie, et aucun élément de preuve, argument ou exposé la contestant ne lui a été soumis.

La Commission note que si le Parlement adopte le projet de loi C-91 modifiant la *Loi relative aux enquêtes sur les coalitions* dont il a été saisi en décembre 1985, les sociétés d'État seront désormais assujetties à la Loi dans l'exercice de leurs activités commerciales. La Commission estime qu'un tel changement est souhaitable bien que les commissaires n'aient pas réussi à établir avec précision quel sera le statut juridique des gestes posés conformément à une directive précise du gouverneur en conseil ou à la suite d'une approbation du plan annuel et du budget d'immobilisations. De l'avis de la Commission, Petro-Canada et son personnel devraient être totalement assujettis aux dispositions de la *Loi relative aux enquêtes sur les coalitions* sauf lorsque des mesures sont prises conformément à une directive précise du gouverneur en conseil ou avec son approbation. La responsabilité de telles directives ou approbations devrait incomber uniquement au gouvernement qui devrait en rendre compte publiquement.

(c) Des avantages et des responsabilités particuliers à l'égard du marché?

Mis à part tout statut particulier dont Petro-Canada peut bénéficier sur le plan juridique, son appartenance à l'État lui apporte, en matière de frais de

financement et de promotion des ventes, des avantages réels ou virtuels par rapport à ses concurrents.

Certains, estimant que Petro-Canada est un instrument de la politique de l'État et que sa croissance extraordinaire a été financée à grands frais par celui-ci, en concluent qu'elle devrait veiller tout particulièrement à promouvoir la concurrence sur le marché. La Commission a abordé ce sujet dans la section a) ci-dessus.

Petro-Canada elle-même n'accepte aucune responsabilité particulière à cet égard, sauf dans la mesure où elle peut être tenue de le faire en vertu d'une directive du gouvernement ou dans le cadre de la mise en oeuvre de son plan annuel ou de son budget d'immobilisations. En dépit de certaines allusions des témoins de Petro-Canada voulant que la société ait cherché à «donner le ton» à l'industrie, il est évident qu'en ce qui concerne ses activités d'aval, Petro-Canada se soucie avant tout de faire le plus d'argent possible, tout en respectant la loi.

Un certain nombre de soucis exprimés en rapport à Petro-Canada sont en dehors de la portée du mandat de la Commission. La plupart des critiques formulées à l'endroit de Petro-Canada découlent de la multiplicité de ses activités en aval, particulièrement dans le secteur de la commercialisation. Certains particuliers, n'appréciant pas les énormes sorties de fonds que ses acquisitions ont nécessitées, se demandent pourquoi Petro-Canada ne fait pas au moins baisser les prix de l'essence. Des concurrents se sont plaints à la Commission que Petro-Canada abusait de sa situation privilégiée de société d'État en se lançant dans la publicité nationaliste et en faisant, en aval, des dépenses que ne se permettrait pas une société privée ayant des frais de financement normaux. Ils prétendent que certains des investissements de Petro-Canada au niveau du détail, et l'envergure de ses dépenses de publicité, ne témoignent pas de la prudence que la crainte du découvert dicte aux entreprises du secteur privé, que certaines de ses décisions ne répondent pas aux critères d'efficacité du secteur privé et qu'elles ont un effet injuste sur ses concurrents.

Une plainte analogue portait que Petro-Canada fixait parfois les prix de ses produits au-dessous du prix de revient, ou à ce prix majoré d'une marge raisonnable, et qu'il fallait voir là, encore une fois, une illustration des privilèges dont cette société bénéficiait en matière de financement.

Exception faite des fusions, des prix abusifs et des écarts entre les prix facturés à différentes catégories de consommateurs, questions abordées ailleurs dans le présent Rapport, la Commission n'évalue pas en détail la plupart des critiques mentionnées ci-dessus. Ces plaintes intéresseront la

direction de la société, le gouvernement et le Parlement. Il ne lui revient pas davantage de décider quels revenus devraient découler des investissements effectués, ni dans combien de temps ceux-ci vont se révéler d'un bon rapport. La Commission fait toutefois remarquer que l'implantation sur un marché entraîne souvent, au niveau de l'investissement et de la commercialisation, des coûts anormalement élevés. En outre, Petro-Canada est une société d'État mentionnée à la partie II de l'annexe C de la *Loi sur l'administration financière*, ce qui signifie qu'elle exerce ses activités dans un milieu compétitif et «ne dépend pas habituellement d'affectations de crédit pour ses dépenses de fonctionnement». La plupart des cadres dirigeants opérationnels de Petro-Canada ont acquis individuellement beaucoup d'expérience dans le secteur privé et, à titre collectif, aux échelons supérieurs des sociétés Impériale, Gulf, BP, Pacific Petroleums et Fina; ils ont l'habitude d'agir en tenant compte des contraintes et des objectifs du secteur privé.

C'est au gouvernement et au Parlement qu'il incombe de définir le rôle de défenseur de l'intérêt public que devrait jouer Petro-Canada. A ce propos, nous croyons qu'étant donné sa taille et son influence, il faudrait tenir compte du rôle de Petro-Canada sur le marché et de son influence sur les consommateurs. Divers objectifs peuvent entrer en jeu, mais ce sont aux instances dont relève Petro-Canada qu'appartient la décision finale. Comme on l'a signalé, l'obligation de rendre compte au gouvernement peut être améliorée grâce à la participation plus directe du ministre de la Consommation et des Corporations à la surveillance des affaires de Petro-Canada. Selon nous, pour ce qui est des comptes à rendre au Parlement, la meilleure formule serait que la Société soit totalement assujettie aux dispositions de la *Loi relative aux enquêtes sur les coalitions* et que, tous les cinq ans, un comité parlementaire procède à un examen approfondi de la *Loi sur la société Petro-Canada*. Cet examen laisserait évidemment les députés libres de poser toutes les questions leur paraissant utiles, compte tenu de l'exposé soumis par la société elle-même. Cependant, son mandat autoriserait pleinement le ministre de la Consommation et des Corporations à déposer alors un rapport dans lequel il analyserait ce qui lui paraît être la conduite de Petro-Canada face aux aspects de l'intérêt public dont son ministère a la responsabilité, soit la politique de concurrence et la défense des consommateurs. Responsabilité et transparence restent deux des moyens les plus efficaces de s'assurer qu'une société d'État est bien gérée et que son rôle ne donne pas lieu à de fausses attentes ou à la méfiance.

La prochaine section de ce chapitre traite de la politique générale de fixation des prix de Petro-Canada.

Quant au rôle particulier que Petro-Canada pourrait être appelée à jouer à titre de fournisseur des revendeurs indépendants, voici ce que le Directeur proposait à la Commission, en 1981, dans son Livre vert:

Une des principales responsabilités de Petro-Canada devrait être de veiller à l'expansion de ses activités au niveau du raffinage de manière à agir en qualité de fournisseur des revendeurs indépendants, que ces derniers vendent ou non sous l'enseigne de Petro-Canada.

Depuis, Petro-Canada a acheté sept raffineries de Petrofina, BP et Gulf, mais toujours dans le cadre de l'acquisition des réseaux de commercialisation de ces sociétés.

La preuve soumise à la Commission a permis de constater que Petro-Canada avait largement approvisionné le secteur des revendeurs indépendants et qu'au cours de guerres de prix aussi explosives qu'intenses, elle avait soutenu les prix sur la base de négociations individuelles. Pour équilibrer son réseau de distribution, la société Pacific Petroleums s'était toujours efforcée de vendre une part importante de la production de sa raffinerie à des revendeurs indépendants non intégrés. Lorsque Petro-Canada a fait l'acquisition de cette société, elle n'a pas intentionnellement modifié cette politique. La preuve indique que, vers la fin de 1982, Petro-Canada vendait près de 20 p. 100 de ses produits à des revendeurs indépendants. Pour la période allant de janvier à août 1985, Petro-Canada et Gulf ont vendu les pourcentages suivants de leurs ventes intérieures totales (à l'exclusion des ventes à d'autres raffineurs) à des revendeurs indépendants exerçant leur activité à l'ouest du Québec:

Ventes aux revendeurs indépendants, 1985

	Petro-Canada	Gulf
Région de l'Ouest	28%	15%
Ontario	11%	15%

Deux raisons s'opposent à ce qu'une obligation d'approvisionnement du genre de celle que proposait le Directeur soit imposée *a priori*. Premièrement, généralement parlant, le secteur indépendant vend surtout de l'essence et du mazout et non pas la gamme complète des produits raffinés. Deuxièmement, les petits indépendants ont tendance à ne pas renouveler leurs engagements contractuels de façon aussi prévisible que les autres acheteurs. De fait, puisque ces indépendants veillent toujours à obtenir le meilleur prix, leur inconstance exerce une influence très positive sur le marché.

Dans l'exposé final qu'il a soumis à la Commission, le Directeur n'a pas repris la recommandation qu'il avait faite auparavant concernant Petro-Canada et n'a aucunement insisté pour que cette société soit traitée différemment de ses concurrents. La Commission traite de l'obligation d'approvisionner ailleurs dans ce Rapport et ce sujet fait partie des conclusions et recommandations.

(d) La politique de fixation des prix

Petro-Canada se trouve, à certains égards, dans une position embarrassante lorsqu'elle doit élaborer sa politique globale de fixation des prix. Si les consommateurs s'aperçoivent qu'elle pratique les prix les plus élevés, rien ne les empêche de se plaindre. Par contre, le public compte que le gouvernement mettra fin au drainage des capitaux et qu'il lui donnera ainsi l'occasion de retirer quelque chose, sur le plan financier, de son investissement dans la société Petro-Canada. De même, si Petro-Canada tente d'avoir des prix inférieurs à ceux que pratiquent les autres grandes sociétés nationales, les détaillants, petits et grands, qui lui font concurrence se plaindront de ce que leur propre gouvernement abuse d'eux par le biais d'une société qu'ils ont contribué à financer à même leurs impôts. Le gouvernement a lui-même certainement étudié ces questions dans le cadre de la surveillance de principe qu'il exerce sur Petro-Canada.

La stratégie générale adoptée par Petro-Canada consiste à pratiquer le prix le plus élevé ayant cours sur le marché. La marque «Petro-Canada» se vend donc aux prix qui se situent à l'extrémité supérieure de l'échelle des prix des sociétés distribuant les grandes marques. Les témoins de Petro-Canada ont expliqué la chose ainsi à la fin de 1983:

> Q. ... puis-je supposer qu'en exerçant ses activités d'aval sur une base commerciale, Petro-Canada vise à faire le plus d'argent possible, pendant le plus longtemps possible, et que c'est là, somme toute, le principal objectif qui la guide dans ses activités?
>
> R. (McNicholas) C'est exact.
>
> Q. Qu'en ce qui concerne les prix au détail, son objectif est de demander dans chaque cas les prix les plus élevés ayant cours sur le marché?
>
> R. (McNicholas) Je crois qu'il est juste de dire que notre actionnaire, le gouvernement, n'a pas clairement confié à Petro-Canada, sur le plan décisionnel, un rôle qui l'amènerait à adopter, dans ses activités d'aval, un comportement radicalement différent de celui de toute autre grande société pétrolière.
>
> Q. Mais l'objectif principal de Petro-Canada, pour ce qui est de ses activités commerciales, est véritablement de maximiser les profits que lui rapportent ses ventes d'essence?
>
> R. (McNicholas) En règle générale, oui. Si les prix devaient atteindre un niveau qui inquiète sérieusement nos gouvernants, peut-être ceux-ci nous imposeraient-ils alors une orientation stratégique. Jusqu'ici, cela ne s'est jamais produit.
>
> Q. En tentant de plafonner les prix de l'essence?
>
> R. (McNicholas) Oui.

R. (MacKenzie) Pourrais-je ajouter quelques mots à ce sujet?

Q. Oui.

R. (MacKenzie) Notre rôle ne se limite pas à vendre de l'essence. Nous vendons une gamme complète de produits pétroliers. Aussi essayons-nous de maximiser les profits qui sont liés à la vente de l'ensemble de ces produits, et pas seulement à celle de l'essence.

Cependant, Petro-Canada n'a pas cherché à donner une impulsion au processus de la hausse des prix, tant en règle générale que dans le contexte d'une guerre des prix. Comme l'a fait remarquer M. West: «Nous nous sommes rendu compte qu'à titre de société nationale des pétroles, nous ne pouvions donner l'impression d'une société qui pratique des prix élevés. C'est pourquoi nous nous contentons d'obéir aux tendances du marché, sans chercher à amorcer nous-mêmes les hausses de prix». Bien que Petro-Canada justifie sa politique en faisant état de sa qualité d'entreprise publique, on peut supposer qu'aucune société ne désire être accusée de gonfler ses prix. Et, même si elle se contente, en général, de suivre le mouvement des prix, Petro-Canada reconnaît qu'il lui est arrivé de temps à autre, comme aux autres grandes sociétés, de provoquer des hausses ou des baisses de prix sur certains marchés. En fait, certains de ses concurrents, dont M. Irving de la société Irving Oil, ont reproché à Petro-Canada d'avoir parfois fait baisser les prix.

Petro-Canada semble avoir adopté la même politique de prix dans les points de vente qui distribuent sa marque secondaire puisque, en général, les prix y sont à peu près les mêmes que dans d'autres points de vente indépendants.

Tout récemment, la politique de fixation des prix de Petro-Canada a été le sujet de questions dans la Chambre des Communes. Aussi, en deux occasions récentes, Petro-Canada a mené les prix à la baisse dans un certain nombre de marchés.

5. Conclusions

1. Depuis 1979, Petro-Canada a pu croître rapidement grâce aux acquisitions. Or, cela s'avère une arme à double tranchant en ce qui a trait à la concurrence dans le secteur aval. Tout en accroissant sensiblement la concentration, ces acquisitions ont permis la consolidation des activités régionales de raffinage et de commercialisation de plusieurs sociétés, et donné naissance à un concurrent éventuellement plus fort partout au Canada.
2. Les témoins de Petro-Canada ont déclaré que la société s'efforce de se conformer à la *Loi relative aux enquêtes sur les coalitions* et que si le

projet de loi C-91 devait être adopté, son statut de corporation de mandataire l'obligerait à s'y conformer. Toutefois, puisque cette société appartient au gouvernement, elle offre une occasion unique d'aller plus loin et d'utiliser les possibilités de Petro-Canada pour favoriser la concurrence dans une industrie où la concentration poussée, de concert avec l'intégration verticale, menace sans cesse la vigueur des forces du marché. En raison de la petite taille et du caractère dispersé du marché canadien, ainsi que de l'ampleur des investissements exigés pour pouvoir profiter des économies d'échelle qu'offre le raffinage, il est inévitable que les sociétés qui exercent des activités dans le secteur d'aval au Canada jouissent d'une puissance commerciale considérable. Petro-Canada offre la chance au gouvernement de réduire les entraves à la concurrence et les coûts qu'impose la puissance commerciale au public, non seulement sans avoir à adopter des lois spéciales mais aussi d'une façon permanente et généralisée qui échappe probablement à l'action des lois.

3. La Commission ne songe nullement à proposer que le gouvernement puisse exercer des pressions sur Petro-Canada ou lui donner des directives au sujet d'activités précises, telles que la réduction des prix à la pompe à certains endroits, à certains moments ou à une certaine échelle, car de telles interventions à caractère réglementaire pourraient faire plus de mal que de bien. En plus, Petro-Canada ne devrait pas être obligée d'agir d'une façon qui pourrait nuire à sa position concurrentielle. La Commission songe plutôt à la mise en oeuvre de politiques commerciales générales portant, par exemple, sur des remises négociées à partir des prix rampe de chargement affichés, politiques qui pourraient restreindre l'identité ou la similarité de pratiques à caractère oligopolistique qui tendraient normalement à apparaître et qui pourraient avoir plusieurs effets néfastes analogues à ceux des accords horizontaux entre concurrents. Le gouvernement pourrait exercer une telle influence en s'assurant de tenir compte des améliorations possibles du fonctionnement des marchés de produits au Canada lors de l'examen des plans et des budgets d'immobilisations de Petro-Canada.

XVI

L'établissement du prix de l'essence

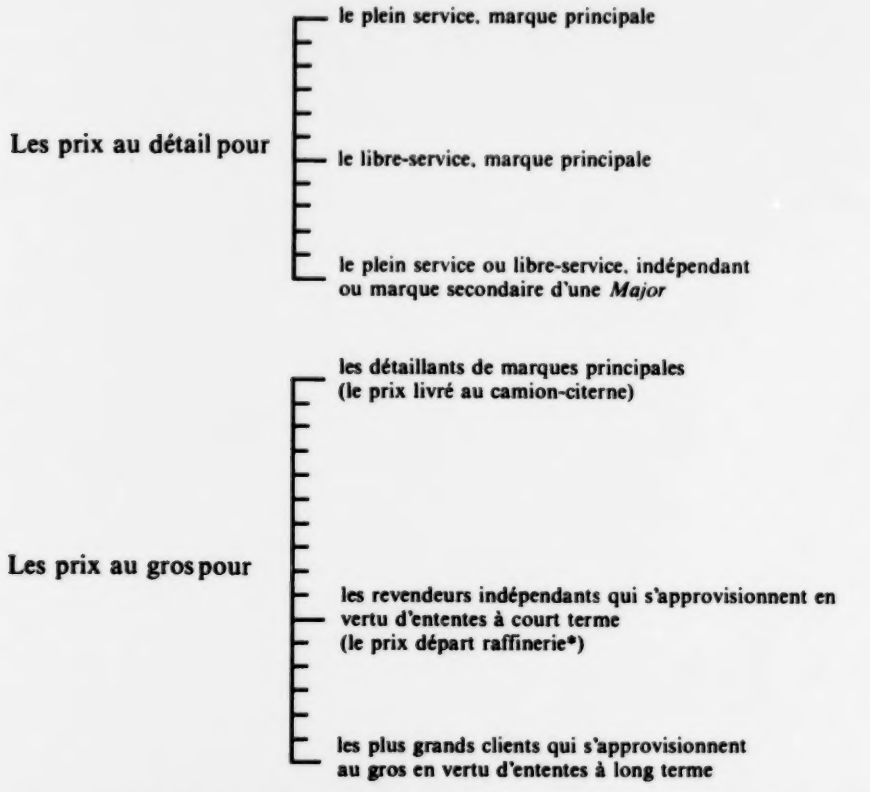
1. Introduction

La question fondamentale abordée dans ce chapitre est la suivante: le rôle que jouent les raffineurs dans la vente au détail ou la nature de ce rôle augmente-t-il leur mainmise sur les prix de détail et de gros au point que les consommateurs paient plus qu'ils ne le devraient? La deuxième question importante qu'il convient d'examiner est celle-ci: les réductions des marges bénéficiaires des indépendants et des détaillants, telles qu'elles se sont produites, ont-elles été occasionnées par un resserrement anticoncurrentiel de la part des raffineurs ou bien par des formes de comportement acceptables? L'analyse de ces deux questions exige une abondance de données.

La figure 1 présente, sous forme de schéma hiérarchique, les grandes catégories de prix de détail et de gros de l'essence. La section 2 décrit les accords d'approvisionnement dans le cadre desquels les prix de gros sont établis.

La hiérarchie exposée à la figure 1 est en général valable à long terme, mais, comme certains prix de gros sont parfois rigides, l'ordre peut varier. Il arrive parfois que le prix départ raffinerie tombe au-dessous du prix fixé par un contrat à long terme ou même, en période de grande fluctuation, que les prix de détail tombent au-dessous d'un ou de plusieurs des prix de gros. La compression ou l'inversion des prix de gros et de détail a amené les raffineurs à établir des programmes de soutien des marges bénéficiaires, qui prévoient divers modes d'établissement des prix de gros. Ces programmes ont constitué l'un des sujets les plus controversés de l'enquête, en raison de l'influence plus ou moins forte qu'ils donnent au fournisseur sur les prix de détail de ses clients-concurrents. Les programmes de soutien sont décrits à la section 3, tandis que la section 4 porte sur d'autres formes d'accords avec les fournisseurs qui permettent aux raffineurs d'influencer les prix de détail. Ces deux sections abordent la principale question soulevée dans ce chapitre, c'est-à-dire l'intervention des raffineurs dans l'établissement des prix de détail.

FIGURE XVI-1.
Schéma hiérarchique des prix de détail et de gros de l'essence



*Les prix payés par les clients du secteur commercial et industriel se situent généralement entre le prix au camion-citerne et le prix départ raffinerie.

Le coût de l'essence vendue au détail dans les libres-services est examiné à la section 5. En plus de l'intérêt qu'elle présente en soi, cette description est fort utile quand il s'agit de comparer les coûts de vente au détail des *Majors* aux marges bénéficiaires de leurs concessionnaires (section 6) et des indépendants (section 7). Si les coûts des *Majors* dépassent ces marges, cela veut dire que les ventes en gros aux grands clients rapportent plus aux *Majors* que les ventes au détail. Supposons, par exemple, que le prix de détail, toutes taxes déduites, soit de 0,30 $/l, que le prix payé par les grossistes soit de 0,26 $/l et que la vente au détail coûte 0,05 $/l au raffineur.

La vente aux détaillants rapporterait 0,25 $/l au raffineur, tandis que la vente à des grossistes lui rapporterait 0,26 $/l. Si cette situation devait se poursuivre pendant un certain temps, on pourrait se demander pourquoi les raffineurs n'essaient pas d'augmenter leurs ventes aux grossistes qui représentent le marché le plus lucratif, ce qui aurait tendance à réduire les prix de gros et aurait pour effet d'augmenter la marge bénéficiaire des grossistes. On pourrait également se demander si les *Majors* ne cherchaient pas délibérément à resserrer les prix. Cependant, comme il n'est pas facile de calculer les coûts et les marges bénéficiaires, la Commission a abordé les résultats empiriques avec circonspection.

Les guerres de prix font l'objet de la section 9. Elles intéressent au plus haut point le grand public qui craint souvent de voir les prix remonter rapidement à un niveau encore plus élevé après une période de baisse et de prix relativement bas. Cette section examine également la possibilité que les guerres de prix soient le signe d'un comportement abusif des raffineurs visant à éliminer les indépendants.

Le gouvernement de la Saskatchewan a convié la Commission à examiner les raisons pour lesquelles les prix varient souvent d'une région à une autre. Cette question qui intéresse également le grand public est abordée à la section 10.

Enfin, la section 11 examine les différences de prix entre les différentes catégories et les différents types d'essence. Le débat public à cet égard a surtout porté sur la différence de prix entre l'essence au plomb et l'essence sans plomb, et concerne la protection de l'environnement. La Commission, quant à elle, désire savoir dans quelle mesure les différences observées sont dues aux forces de la concurrence.

Le prix de l'essence est un sujet qui intéresse vivement les consommateurs et qui n'échappe pas à leur attention. Cela dit, et compte tenu des grandes fluctuations des prix du pétrole brut et, par conséquent, des prix des produits raffinés depuis le début des années 1970, on comprend que le public demande plus d'information et d'explications à ce sujet qu'à propos de toute autre industrie. A titre d'exemple, les médias font souvent état des différences de prix entre le Canada et les États-Unis, bien qu'il y ait probablement d'autres produits où l'on pourrait relever des différences semblables. Les marchés américains tendent à être plus vastes, à avoir plus de participants non-affiliés et à être plus dynamiques que les marchés canadiens, et cela se reflète probablement dans les différences entre les prix de l'essence. Bien qu'au cours de l'enquête on ait parfois fait état des différences de prix entre certains points du Canada et des États-Unis, une comparaison systématique n'a pas été présentée, et les pressions de l'enquête ont empêché la Commission d'approfondir cette question.

2. Les prix de gros

(a) Les prix livrés au camion-citerne

Les raffineurs pratiquent deux grandes catégories de prix de gros: le prix livré au camion-citerne (ou prix livré) qui est celui qu'ils demandent à leurs propres concessionnaires, et le prix demandé aux détaillants indépendants qui vendent l'essence sous leurs propres marques.

Le prix livré est le prix que paient les détaillants du réseau des producteurs pour l'essence livrée à leurs stations-service. Chaque raffineur a divisé le pays en un grand nombre de zones (l'un d'entre eux en a mentionné cinquante) ayant chacune son propre prix livré. Chaque zone représente un vaste territoire, qui comprend normalement un certain nombre de marchés locaux composés de groupes de stations-service, qui se livrent une concurrence plus ou moins directe en fonction de leur proximité ou des profils de la circulation automobile.

Comme l'a expliqué un représentant de la Compagnie Pétrolière Impériale Ltée (Impériale), les prix livrés visent à couvrir tous les coûts et à rapporter la marge de profit recherchée. Autrement dit, dans le contexte canadien les prix livrés sont des prix de gros visés ou désirés et ils ne sont généralement pas réduits pendant les périodes où la concurrence fait baisser les prix à la pompe[1]. Ces dernières années, la fluctuation des prix livrés a eu tendance à suivre la fluctuation des coûts du pétrole brut ou les changements fiscaux, et a parfois été expliquée par une augmentation cumulative d'autres coûts.

Les prix livrés ne réagissant pas à la baisse des prix de détail, les détaillants peuvent voir leur marge diminuer s'il n'y a pas un moyen de changer les prix qu'ils paient réellement. La méthode utilisée depuis longtemps par les raffineurs consiste à offrir une forme quelconque de programme de soutien financier auquel les détaillants peuvent avoir recours quand leur marge bénéficiaire atteint un niveau critique. Le tableau 1 ci-après indique la moyenne annuelle des prix livrés et celle des prix à la pompe pour l'essence ordinaire au plomb des libres-services et des stations offrant des services complets dans l'agglomération métropolitaine de Toronto (taxe

1. Bien qu'au cours des dernières années le jeu de la concurrence n'ait pas fait varier le prix livré, celui pratiqué par Impériale à Toronto a, en fait, fluctué entre 1961 et 1973, pendant l'application de la Politique pétrolière nationale.

Tableau XVI-1

Moyenne annuelle des prix livrés et de certains prix de détail (taxe provinciale de voirie exclue) de l'essence ordinaire au plomb à Toronto (en cents par litre)

	1979	1980	1981	1982	1983	1984
1) Prix livrés	15,4	18,3	26,4	32,3	35,7	39,8
2) Prix services complets	17,1	20,9	29,4	34,7	34,9	38,4
3) Prix libres-services	15,9	19,3	27,3	32,4	34,0	38,2
4) Prix services complets moins prix livrés	1,7	2,6	3,0	2,4	(0,8)	(1,4)
5) Prix libres-services moins prix livrés	0,5	1,0	0,9	0,1	(1,7)	(1,6)

Sources: Statistique Canada, nº 62-010 au catalogue, pour les prix de détail; la moyenne des prix livrés a été calculée à partir de données fournies par les sociétés pétrolières sauf pour 1984 où cette moyenne a été fournie par Énergie, Mines et Ressources selon une moyenne pour l'ensemble de l'industrie calculée pour chaque trimestre.

provinciale de voirie exclue), selon les chiffres de Statistique Canada[2]. La région métropolitaine de Toronto constitue un bon exemple parce que les prix y ont beaucoup fluctué. La moyenne annuelle du prix livré dans l'agglomération métropolitaine de Toronto est fondée sur les données fournies par plusieurs raffineurs et par Énergie, Mines et Ressources. Les différences moyennes annuelles entre les prix livrés les plus élevés et les plus bas des diverses sociétés pétrolières entre 1979 et 1983 étaient respectivement les suivantes: 0,005, 0,005, 0,002, 0,007 et 0,005 $ le litre. Comme les marges bénéficiaires étaient déjà serrées pendant cette période, il est fort peu probable que les détaillants aient pu répercuter des écarts de prix aussi importants. Pour ne pas être trop défavorisés, les détaillants ayant à payer les

2. Les enquêtes de Statistique Canada portent sur les prix de détail affichés. On n'y tient aucun compte de la valeur des coupons ou d'autres formes de ristourne ou d'effort de promotion. Cela veut dire que les prix de détail signalés, qui varient en fonction de la concurrence, sont quelque peu surestimés. Bien que les échantillons de Statistique Canada soient relativement petits, ils semblent offrir une bonne estimation des prix moyens pendant les périodes où les prix ont peu fluctué. Cette conclusion est fondée sur une comparaison des moyennes estimées par Statistique Canada aux données fournies par les sociétés pétrolières à l'égard des points de vente qu'elles exploitent elles-mêmes. Les grands écarts dans l'espace (dans une ville aussi grande que Toronto) et dans le temps (les données signalées sont les moyennes mensuelles) limitent l'utilité de ces estimations. Nous nous sommes servis des données de Statistique Canada dans ce chapitre, parce qu'elles portent sur une plus grande zone géographique et sur une plus longue période. Les erreurs, peut-être grandes, auxquelles cela peut mener pendant des guerres de prix ne changent en rien les conclusions tirées de ces données.

prix livrés plus élevés auraient donc dû recourir aux programmes de soutien financier. Les prix d'une société (Texaco) sont, à quelques rares exceptions près, restés élevés pendant l'ensemble de la période 1979 à 1983, et cette même société a eu chaque année le plus élevé des prix livrés moyens annuels. Sauf en 1979, Shell et Gulf ont eu les prix les moins élevés.

La marge bénéficiaire moyenne des libres-services (ligne 5 du tableau 1) a, pour chacune des six années, été bien inférieure au coût moyen par litre d'un libre-service «type» (coût du produit exclu) qu'a estimé la Commission. Autrement dit, le prix livré n'ayant pas été ajusté en fonction des conditions du marché, la marge bénéficiaire des détaillants s'est trouvée sujette à des pressions. Les estimations de coût en question sont abordées à la section 5.

Le prix livré ne représente donc un prix de transaction véritable que lorsque les marges des détaillants sont suffisamment élevées pour qu'ils n'aient pas recours aux programmes de soutien financier.

(b) Les prix départ raffinerie et les autres prix de gros payés par les indépendants

Les prix payés par les indépendants se rangent en deux catégories: le prix départ raffinerie (ou prix à la raffinerie) et le prix calculé selon des formules convenues dans le cadre de certains contrats. Comme le nom l'indique, le prix départ raffinerie est le prix payé par l'acheteur qui prend livraison du produit à la raffinerie ou au terminal. La plupart des indépendants ont les moyens de ramassage et de livraison nécessaires. Les indépendants qui achètent à des prix départ raffinerie ont signé des contrats qui n'établissent pas de prix, mais qui précisent uniquement les quantités minimums et maximums que les parties doivent acheter et vendre dans des délais convenus. Un grand nombre d'indépendants signent des contrats avec plus d'un raffineur et décident, en fonction du prix départ raffinerie de chaque raffineur, de la quantité qu'ils achèteront à chacun. L'une ou l'autre partie peut résilier le contrat si les deux parties ne peuvent s'entendre sur les prix. Dans la pratique, les indépendants achètent souvent moins que le minimum prévu au contrat, si le prix du fournisseur ne leur convient pas, sans que le contrat soit résilié par l'une ou l'autre partie.

Les prix départ raffinerie de l'essence (et du mazout) sont souvent publiés dans les périodiques pétroliers, mais, jusqu'à récemment, le nom des vendeurs n'était pas mentionné. On pouvait généralement supposer que les prix publiés étaient plus ou moins les prix offerts par les fournisseurs, comme l'a confirmé la Commission en comparant les prix de vente réels moyens des raffineurs aux prix départ raffinerie publiés. Toutefois, une fraction de cent par litre

peut faire toute la différence entre un profit et une perte dans le secteur de la distribution de l'essence, et les entreprises qui s'écartent dans un sens ou dans l'autre des prix publiés ont tendance à en ressentir les effets dans leurs ventes. Il semble donc que sur ce marché les acheteurs indiquent aux vendeurs ce qu'ils pensent de leurs prix en cherchant à le négocier ou en changeant de fournisseur.

Les prix départ raffinerie ont pris un sens différent vers le milieu de 1985 quand on a appris qu'Impériale et d'autres sociétés adoptaient une nouvelle forme de prix appelés désormais «prix rampe de chargement». Le chapitre XVII aborde la nouvelle façon dont Impériale établit ses prix.

La deuxième catégorie des prix payés par les indépendants est fondée sur des contrats où les prix sont établis selon une formule précisée dans le contrat. Dans le cas des contrats à long terme, disons de cinq ou dix ans, les prix sont liés à l'évolution des coûts. Le facteur principal est le coût du pétrole brut. D'autres facteurs comme le coût de la main-d'oeuvre ou, en termes plus généraux, les coûts de traitement sont considérés séparément ou sont intégrés à la formule des coûts sous forme d'un pourcentage des changements dans le coût du pétrole brut. Certains des plus gros fournisseurs comme Mohawk, Canadian Tire et Turbo (avant la construction de sa raffinerie) ont signé des contrats où le prix est lié à des formules de coût. Ces contrats tendent à donner aux fournisseurs des droits d'approvisionnement exclusifs. Les accords de traitement sont une forme d'accord d'approvisionnement fondé sur le coût, la principale différence étant que l'accord de traitement oblige parfois l'acheteur à vendre le plein baril, auquel cas ce dernier peut, dans le cadre de l'accord global d'approvisionnement, négocier avec le raffineur la vente des produits dont il n'a pas besoin.

Les prix départ raffinerie sont des prix spot et réagissent aux brèves fluctuations de l'offre et de la demande sur le marché. Par définition, les contrats à long terme fondés sur les coûts ne réagissent pas aux fluctuations à court terme du marché, sauf si ces fluctuations touchent des coûts compris dans les clauses d'indexation. La position de ces acheteurs est bien plus proche de celle des raffineurs[3] en ce sens qu'une baisse des prix de détail resserre les marges bénéficiaires. Par contre, ceux qui achètent aux prix départ raffinerie peuvent essayer de redresser leur marge en cherchant à obtenir des prix de gros moins élevés.

---

3. Il existe également une importante différence entre eux. Les coûts unitaires des raffineurs baissent à mesure que les raffineries approchent l'utilisation maximum de leur capacité, tandis que la courbe des coûts des acheteurs liés par des contrats fondés sur les coûts est ouverte. Quand ils ont une capacité de raffinage excédentaire, les raffineurs sont plus poussés par les coûts à augmenter leur volume que ne le sont les revendeurs.

Un autre type de formule d'établissement du prix, utilisée dans les contrats d'approvisionnement de plus courte durée (un an, par exemple), lie le prix de vente au prix livré ou à d'autres prix sous la forme d'une remise ou d'une autre différence.

Une troisième catégorie d'accords d'approvisionnement est l'accord d'agence avec des indépendants (détaillants de marques privées). Nous en parlerons après la description des programmes de soutien des marges bénéficiaires, car il leur ressemble dans une certaine mesure.

3. Le soutien des marges des concessionnaires et des indépendants par les raffineurs

(a) Le soutien accordé aux concessionnaires

On peut dire que les prix de gros sont «soutenus» quand ils sont inférieurs au prix livré ou à d'autres prix de gros affichés. Pour les besoins de notre enquête, il importe avant tout d'établir dans quelles conditions le recours aux programmes de soutien financier est possible. Il est donc nécessaire de comprendre le mécanisme utilisé. Il faut également comprendre les programmes de soutien financier pour pouvoir évaluer l'effet de l'évolution des prix de détail sur les marges des concessionnaires, effet dont nous parlerons dans une autre section.

Il importe de ne pas oublier que les programmes de soutien sont rendus nécessaires par la résistance à la baisse des prix de gros affichés. Le prix livré au camion-citerne est un prix plus ou moins arbitraire qui permet aux raffineurs de décider en grande partie dans quelle mesure les concessionnaires peuvent recourir aux programmes de soutien à un moment donné.

Les concessionnaires des *Majors* bénéficient, par intermittence, de programmes de soutien financier depuis plus de vingt ans. Ces programmes sont liés à de faibles marges de distribution et entrent en jeu pendant les guerres de prix, mais peuvent également persister pendant de longues périodes. Comme le montre le tableau 2, pendant une grande partie de la période allant de 1973 à 1981, Gulf, que l'on peut considérer représentative de l'industrie, a vendu un grand pourcentage de son volume par l'intermédiaire de concessionnaires bénéficiant d'un tel programme. Depuis lors, la proportion de l'essence de marque de tous les raffineurs vendue au détail par des concessionnaires visés par des programmes de soutien financier a largement dépassé 80 p. 100 en Ontario et a été comparativement élevée dans un grand nombre d'autres régions du Canada, au point que depuis plus de dix ans les prix à la pompe sont pour la plupart établis dans le contexte de programmes de soutien financier.

Tableau XVI-2

Soutien offert par la société Gulf Canada à ses concessionnaires 1973 — 1981*

Région	1973	1974	1975	1976	1977	1978	1979	1980	1981
Centre									
%-stations	55,0	33,6	53,0	62,8	75,1	90,4	74,0	67,1	45,3
%-volume	51,4	43,6	70,9	83,3	93,4	93,4	88,3	35,2	50,6
Est									
%-stations	67,9	42,9	36,5	50,0	64,2	68,2	86,8	19,7	17,4
%-volume	51,6	43,4	54,4	64,8	74,7	77,9	55,6	9,1	11,4
Ouest									
%-stations	7,2	12,4	25,4	54,6	48,2	81,8	71,5	73,9	62,9
%-volume	41,4	14,1	37,1	70,4	84,1	89,6	81,3	74,1	77,8

* Les données de Gulf ont été retenues parce qu'elles offrent les renseignements les plus complets sur le pourcentage du volume et des stations visé par un programme de soutien financier.

Source: (Gulf) pièce M-349, p. 5.

Les programmes de soutien offerts par les diverses sociétés varient à certains égards, mais ils ont tous en commun les caractéristiques suivantes. Les raffineurs informent leurs concessionnaires des programmes offerts, dont l'élément essentiel est la marge de distribution ou la gamme de marges de distribution offerte aux concessionnaires. Les programmes de soutien entrent en jeu à la demande des concessionnaires, quand la marge de distribution (c'est-à-dire la différence entre le prix de détail et le prix livré) tombe en dessous de la marge (ou des marges) prévue par le programme.

Il est possible d'établir quand les programmes entrent en jeu et dans quelle mesure en déterminant quand, et de combien, le prix livré dépasse le prix net effectif payé par les concessionnaires. En mai 1984, dans la plupart des villes, les *Majors* offraient un appui maximum d'environ 0,03 $/l aux stations offrant des services complets. La marge de distribution moyenne (prix de détail moins prix livré) des concessionnaires, ou celle qu'ils auraient eue s'ils n'avaient reçu aucun appui, était de 0,042 $/l à Halifax, de 0,033 $/l à Saint-Jean (N.-B.) et de 0,026 $/l à Winnipeg. Les concessionnaires d'Halifax n'ont pas eu à demander d'aide, car leur marge de distribution était supérieure au montant prévu par les programmes. A Saint-Jean (N.-B.), la marge bénéficiaire des concessionnaires aurait été négative sans les

programmes d'appui financier, car le prix livré moyen était supérieur de 0,033 $/l au prix de détail moyen[4]. Par conséquent, le niveau moyen d'appui à Saint-Jean (N.-B.) a été la somme de la différence entre le prix livré et le prix de détail, 0,033 $/l, et de la marge de distribution prévue par le programme, 0,03 $/l, c'est-à-dire un total de 0,063 $/l. A Winnipeg, la marge de distribution moyenne de 0,026 $/l étant inférieure à la marge de 0,03 $/l prévue aux programmes, les concessionnaires auraient eu tout intérêt à recourir aux programmes de soutien. Cela aurait fait baisser le prix de vente réel de leurs fournisseurs à 0,004 $/l au-dessous du prix livré.

Les programmes de soutien financier diffèrent à divers égards: qui du concessionnaire ou du raffineur peut réellement fixer le prix à la pompe et comment les deux se partagent les coûts d'une baisse des prix. La «baisse» est définie par rapport à un prix repère adopté par le raffineur et ajusté de temps à autre. Ce prix repère est généralement le prix à la pompe prédominant pratiqué dans la même région par des points de vente semblables (concessionnaires des *Majors* offrant des services complets, par exemple).

Il convient également de faire une autre distinction entre les programmes qui donnent au raffineur la propriété du stock du concessionnaire et les programmes en vertu desquels le concessionnaire conserve la propriété du stock. Dans le premier cas, le concessionnaire devient un agent qui vend en consignation à des prix à la pompe fixés par le raffineur, et touche une commission. Selon certains raffineurs, la vente en consignation leur permet d'éviter d'enfreindre l'article de la *Loi relative aux enquêtes sur les coalitions* portant sur la discrimination par les prix. Si certains concessionnaires payaient un prix net moins élevé que celui payé par d'autres concessionnaires de la même région en vertu d'un programme de soutien, cela pourrait donner lieu à des plaintes qu'une entreprise bénéficie de meilleurs prix qu'une entreprise concurrente. Dans un programme de consignation, le fournisseur ne vend pas son produit au concessionnaire, et il n'y a donc pas de «prix». En outre, quand le fournisseur exerce son droit de déterminer le prix à la pompe, le concessionnaire n'a pas sa propre politique de prix et ne saurait donc être visé par les interdictions de l'article 38 sur le maintien des prix. Depuis 1976, la *Loi relative aux enquêtes sur les coalitions* contient une disposition spéciale qui permet dans certains cas d'examiner et d'interdire certaines pratiques de vente en consignation:

> 31.3 Lorsque, à la suite d'une demande du Directeur, la Commission conclut, après avoir donné au fournisseur, contre lequel une ordonnance est demandée, la

4. Il est impossible de savoir, toutefois, ce qu'aurait été le prix livré ou la marge de distribution si le soutien n'avait existé, car il est peu probable que les concessionnaires eussent vendu à perte.

possibilité raisonnable d'être entendu, qu'un fournisseur d'un produit, qui le vend habituellement à des fins de revente, a introduit la pratique de la vente par voie de consignation afin

(a) d'imposer le prix auquel peut fournir le produit un négociant en la matière, ou

(b) d'établir une distinction entre des consignataires ou entre des négociants auxquels il vend le produit à des fins de revente et des consignataires,

la Commission peut lui ordonner de cesser la pratique de la vente du produit par voie de consignation.

Les éléments de preuve recueillis dans le cadre de notre enquête ont été reçus et examinés en vertu de l'article 47 et non dans le cadre d'une affaire en vertu de l'article 31.3. Les pratiques de vente en consignation ainsi que d'autres formes de soutien et d'autres pratiques et situations sont examinées dans le cadre plus vaste de l'intérêt public, comme l'indique le chapitre I.

Le Directeur a fait valoir que les raffineurs ont recours à la vente en consignation dans le but essentiel de maintenir leurs prix. Cette accusation a été rejetée par les raffineurs qui prétendent que le but et l'effet essentiels des programmes de soutien, de quelque type qu'ils soient, sont de leur permettre de baisser leurs prix de gros quand les conditions du marché local l'exigent.

Les principaux programmes de soutien financier utilisés par les *Majors* sont décrits ci-après. Les sociétés ont changé leurs programmes de temps à autre et bien que les faits se rapportent à des périodes récentes, il se peut que les programmes décrits ne correspondent pas aux pratiques actuelles. Impériale, notamment, a indiqué qu'elle a abandonné ses programmes de soutien, quand elle a introduit sa politique de «prix rampe de chargement» à la fin de l'été et au début de l'automne de 1985. Cette politique est examinée au chapitre XVII.

Dans le cadre des programmes de consignation utilisés par Gulf et Impériale au cours des dernières années, le concessionnaire touche une commission fixe. Ces deux sociétés fixent le prix de détail en indiquant aux concessionnaires les prix qu'ils doivent afficher. Tant que le concessionnaire bénéficie d'un programme de soutien, tout changement dans le prix de détail ne touche que la marge bénéficiaire du fournisseur et non la commission du concessionnaire. Shell a utilisé le même système jusqu'en 1980, avant d'adopter un programme où le raffineur fixe un prix maximum et où le concessionnaire est libre d'afficher des prix inférieurs en réduisant sa commission en conséquence. Petro-Canada a hérité de BP un programme semblable à celui de Shell.

Texaco ne se sert pas de la vente en consignation comme moyen de soutien. Comme d'autres sociétés intégrées, Texaco utilise la vente par consignation comme accord à long terme pour les points de vente qui lui appartiennent et qui sont exploités par des agents, et comme moyen de financer les stocks des concessionnaires jugés peu solvables. Comme moyen de soutien, Texaco a recours à des remises qu'elle considère «temporaires». Un programme de soutien de ce genre offre une remise garantie au concessionnaire quand son prix à la pompe est inférieur à un niveau spécifié. A mesure que le prix à la pompe tombe, le concessionnaire et Texaco absorbent entre eux les réductions de prix au-dessous du niveau spécifié, jusqu'à ce que la marge du concessionnaire atteigne un minimum garanti après quoi Texaco absorbe toute autre baisse de prix.

Comme Texaco, Suncor a recours à des remises qu'elle appelle remises «compétitives». Cette société n'a recours à la vente en consignation que dans le cas d'un petit nombre de libres-services. La structure du programme de Suncor est identique à celle du programme de Texaco. Le programme prévoit une réduction du prix livré quand la marge du concessionnaire tombe au-dessous d'un niveau spécifié (0,033 $/l en mai 1983). Toute autre réduction du prix à la pompe est absorbée par Suncor (60 p. 100) et le concessionnaire (40 p. 100), jusqu'à ce que la marge du concessionnaire atteigne le minimum garanti (0,028 $/l), après quoi toute autre réduction de prix est absorbée par Suncor. (Pendant la même période, la marge minimum garantie par Texaco était de 0,026 $/l.)

La description ci-dessus s'applique au genre de situation où les prix des concessionnaires de Suncor (et de Texaco) changent en fonction des fluctuations du marché. Bien que Suncor et Texaco aient déclaré que leurs concessionnaires sont libres de fixer leurs propres prix, on voit assez mal comment les réductions de prix pratiquées par les concessionnaires de leur propre initiative sont incorporées aux programmes, notamment quand les prix atteignent un niveau où une marge minimum garantie entre en jeu. Les concessionnaires auraient alors tout intérêt à baisser leurs prix pour augmenter leurs ventes. Il est difficile de voir comment l'existence d'une telle forme d'encouragement, ajoutée à la réaction quant aux prix des concessionnaires concurrents, n'aboutirait pas à une tendance constante à la baisse des prix de détail.

Le programme de consignation qu'utilisait Impériale avant 1982 ressemblait par sa structure au programme des remises de Suncor et de Texaco en ce sens que les effets de la baisse des prix à la pompe sur la marge bénéficiaire étaient absorbés conjointement par le raffineur et le concessionnaire jusqu'à ce qu'une marge minimum soit atteinte. Toutefois, Impériale fixait directement les prix.

Dans certaines régions, Impériale et Petro-Canada appuient leurs concessionnaires à l'aide de remises plutôt qu'à l'aide d'un programme de consignation. Impériale a indiqué qu'elle préférait utiliser un programme de consignation parce qu'il est plus facile à appliquer. Elle a cependant adopté un système de remises en Colombie-Britannique, en Nouvelle-Écosse et au Québec pour des raisons particulières à chaque province. En 1976, le gouvernement de la Colombie-Britannique a demandé aux sociétés pétrolières de ne pas utiliser de programme de consignation. En Nouvelle-Écosse, le programme de consignation n'est pas utilisé en raison de la réglementation provinciale visant les prix de gros et d'autres aspects de la vente au détail de l'essence. Impériale a adopté le système de remises au Québec à la suite d'une grève déclenchée en octobre 1982 par ses concessionnaires qui s'opposaient au programme de consignation.

Le système de remises d'Impériale fonctionne de la façon suivante. En réponse à une demande de soutien, Impériale détermine quel est le prix prédominant ou le plus courant dans la région du concessionnaire, et calcule l'appui qu'elle doit donner au concessionnaire pour que celui-ci puisse pratiquer les mêmes prix tout en ayant la marge bénéficiaire garantie. Les concessionnaires ont la latitude de fixer leur prix à au plus 0,005 $/l de plus que le prix prédominant, mais dans ce cas, l'appui offert par le raffineur baisse de 60 p. 100 de la différence entre le prix du concessionnaire et le prix prédominant. Tout soutien est arrêté si le prix du concessionnaire dépasse de plus de 0,005 $/l le prix prédominant. Les concessionnaires peuvent également établir leur prix au-dessous du prix prédominant, auquel cas le soutien offert par le raffineur augmente de 60 p. 100 de la différence entre le prix du concessionnaire et le prix prédominant, jusqu'à un niveau maximum, qui est atteint quand le prix du concessionnaire est 0,005 $/l de moins que le prix prédominant. Toute autre réduction de prix au-delà de ce point réduit la marge bénéficiaire du concessionnaire[5]. La méthode servant à déterminer la

5. L'exemple suivant tiré du procès-verbal illustre comment fonctionnait le programme de soutien dans une partie de Montréal. Le prix prédominant était de 0,52 $/l, le prix livré était de 0,499 $/l et la marge bénéficiaire du concessionnaire, sans aucun appui, était donc de 0,021 $/l. Impériale a offert aux concessionnaires une remise de 0,003 $/l leur permettant de pratiquer le prix prédominant en ayant une marge de 0,024 $/l. Voici, pour divers prix hypothétiques, quelles seraient la remise et la marge du concessionnaire:

Prix hypothétique du concessionnaire	Remise (cents par litre)	Marge du concessionnaire
50,50	0,60	1,20
51,50	0,60	2,20
51,90	0,36	2,36
52,00	0,30	2,40
52,10	0,24	2,44
52,50	0,00	2,60

remise est la même dans les trois provinces, mais les montants et les pourcentages varient.

Petro-Canada a hérité de Petrofina et de Pacific Petroleums son système initial de remises. Petro-Canada suit les prix pratiqués à la pompe et détermine quel prix semble prédominer. Le concessionnaire reçoit l'appui maximum quand il pratique le prix prédominant. Le concessionnaire bénéficiant du programme prend livraison du produit au prix de détail prédominant moins le montant de la remise. Si le concessionnaire décide de pratiquer un prix inférieur au prix prédominant, sa marge diminue d'autant.

(b) Le soutien offert aux indépendants

En réponse aux demandes d'indépendants pendant les périodes de prix de détail particulièrement bas en 1982 et 1983, les raffineurs ont offert ou négocié diverses formes de soutien financier. Avant cela, Gulf et Impériale, et peut-être d'autres raffineurs, avaient parfois aidé leurs clients indépendants quand ceux-ci l'avaient demandé. Impériale a indiqué que, dans son cas, ce soutien avait auparavant consisté à baisser le prix départ raffinerie pendant une période donnée. Comme le montant de soutien et les conditions de son octroi en 1982 et 1983 ont souvent fait l'objet de négociations, les détails des ententes conclues ne sont pas aussi clairement indiqués dans la preuve que le sont ceux des programmes de soutien financier aux concessionnaires. On y retrouve toutefois plusieurs caractéristiques prédominantes.

Le soutien offert aux indépendants n'a pas été aussi généreux que celui offert aux concessionnaires. En 1983, par exemple, le montant de l'appui offert par Petro-Canada était de 0,026 $/l pour les indépendants et de 0,024 $/l et 0,028 $/l respectivement pour les libres-services et les stations offrant des services complets. De plus, les indépendants devaient prendre à leur charge les frais de transport, alors que ces frais étaient assumés par Petro-Canada dans le cas de ses propres concessionnaires. Certains raffineurs ont indiqué que les indépendants avaient normalement une marge confortable et pouvaient donc absorber une réduction de cette marge pendant une guerre des prix. Les marges bénéficiaires brutes des revendeurs indépendants font l'objet d'une section ultérieure.

Le soutien aux indépendants était accordé à la suite de négociations individuelles. Contrairement à ce qui se passait dans le cas des concessionnaires, le montant et l'octroi du soutien financier aux indépendants étaient décidés entièrement par les raffineurs. En outre, les négociations avaient souvent lieu après la vente de l'essence par l'indépendant.

Le soutien offert aux indépendants était également caractérisé par le fait que les raffineurs ne décidaient jamais des prix que devaient pratiquer les indépendants. On peut toutefois se demander si les indépendants pouvaient se sentir libres d'adopter la politique de prix qu'ils désiraient. Avec raison, ils se seraient sentis empêchés d'adopter une politique de prix dynamique, qui aurait eu pour effet de faire baisser les prix, étant donné que l'appui leur était accordé au gré des raffineurs.

Texaco et Impériale ont aidé les indépendants à l'échelle de chaînes entières plutôt que station par station. Les raisons pour cette approche qui n'a pas été utilisée pour leurs propres réseaux pour quelque motif que ce soit étaient que les indépendants dotés d'un grand nombre de points de vente peuvent plus facilement absorber des pertes quand la baisse des prix ne touche que quelques points de vente.

Le Directeur fait valoir qu'en se servant d'un programme de soutien pour ajuster les prix, les raffineurs peuvent plus facilement faire remonter les prix en mettant fin à l'appui accordé aux détaillants. Les raffineurs réfutent cet argument en disant que, si le soutien est arrêté une fois que les prix sont rétablis, c'est parce qu'il n'est plus nécessaire. Ils ajoutent que le programme de soutien n'est qu'une façon d'ajuster le prix de gros qui, de toute façon, est établi par le raffineur.

Voici un examen des grandes questions que soulèvent les programmes de soutien financier des concessionnaires et des indépendants.

(c) La position du Directeur

Dans son exposé final, le Directeur avance que les programmes de soutien financier des concessionnaires et des revendeurs indépendants, ainsi que d'autres accords verticaux de plus longue durée comme les accords d'agence avec des concessionnaires de marque principale ou avec des détaillants indépendants de marque privée, et les contrats de gérance, ont permis aux raffineurs d'exercer une plus grande influence sur les prix à la pompe, alors que cette influence était déjà considérable du fait du grand nombre de points de vente exploités par les raffineurs. Le Directeur estime que les programmes de soutien sont, pour les raffineurs, un excellent moyen de rétablir les prix rapidement après une période de baisse. Il cite en exemple l'augmentation abrupte des prix qui a suivi une période de guerre des prix en mai 1983 au Québec et en Ontario. Il fait également valoir que les programmes de soutien servent à subventionner les points de vente inefficaces. Selon lui, cet argument qui a été avancé à propos d'années antérieures vaut toujours. Dans la même veine, il accuse les raffineurs d'avoir eu recours à l'influence qu'ils

exercent sur les prix locaux pour pratiquer des baisses abusives des prix dans le but de nuire aux indépendants.

La question de l'efficacité des réseaux de points de vente des *Majors*, dont on a déjà parlé, porte surtout sur la rapidité avec laquelle ils se sont adaptés à l'évolution des goûts des consommateurs. Les *Majors* ont fait valoir qu'ils ne pouvaient abandonner leurs concessionnaires et leur place sur le marché, et qu'ils essayaient uniquement de maintenir leur position en ne pratiquant rien d'autre que les mêmes prix que les indépendants plutôt qu'en essayant de les éliminer. Selon le Directeur, l'ajustement des réseaux des *Majors* aurait dû être plus rapide, ce qui aurait été le cas s'il n'y avait pas eu de programmes de soutien financier.

Le Directeur a recommandé que:

> L'on interdise aux fournisseurs d'essence et à leurs sociétés associées d'obtenir le contrôle direct ou indirect des prix de détail de l'essence pratiqués par tout point de vente autre que les points de vente dont ils sont propriétaires-exploitants.
>
> Il faudrait empêcher tous les fournisseurs de points de vente, qu'ils soient raffineurs ou non, de signer des accords d'agence, des accords de consignation et des contrats de gérance, ou d'offrir des remises temporaires ou d'autres formes de soutien des prix aux détaillants, *quand le montant de cet appui est lié d'une façon ou d'une autre aux prix à la pompe.*

(d) Les arguments avancés par les raffineurs pour justifier les programmes de soutien

Les sociétés pétrolières font valoir que les programmes de soutien financier ont été introduits dans le but d'aider leurs concessionnaires et que cet appui était nécessaire pour permettre à ceux-ci de faire concurrence aux chaînes de revendeurs qui établissent les prix de chaque point de vente. Selon elles, ce soutien était nécessaire pour permettre à leurs concessionnaires de subsister et pour protéger la part du marché du raffineur. Cela revient en fait à dire que les raffineurs ont jugé nécessaire de procéder à une intégration verticale pour l'établissement des prix de détail. Impériale a indiqué qu'en confiant la gérance de ses points de vente à des employés et à des agents, elle voulait régler la question du manque d'emprise sur les prix de détail.

Bien qu'il soit possible que les programmes de soutien aient été introduits à l'origine dans le but de livrer concurrence aux indépendants, Gulf avance qu'ils constituent un instrument général de concurrence dont se sert chaque raffineur contre tous ses concurrents.

Les raffineurs considèrent que le changement des prix livrés est moins efficace que les programmes de soutien comme instrument de concurrence, parce que les prix livrés visent un bien plus grand territoire que le ou les marchés locaux où le raffineur doit réagir à la concurrence dans une zone où le même prix livré est pratiqué. Ainsi, si un raffineur était obligé de réduire son prix livré pour réagir à la concurrence dans un ou plusieurs marchés locaux d'une zone où est pratiqué le même prix livré, cela lui coûterait plus cher qu'il ne serait nécessaire car la réduction du prix livré bénéficierait également à un grand nombre de concessionnaires n'ayant pas besoin d'une telle réduction. En outre, les concessionnaires et les raffineurs ne donnent pas la même importance relative aux marges bénéficiaires et au volume. Selon les sociétés pétrolières, dans bien des cas les concessionnaires ne feraient pas profiter les consommateurs des réductions du prix livré. En abaissant le prix livré, les sociétés n'auraient donc pas l'avantage d'augmenter le volume de leurs raffineries et de leur réseau. Après avoir réduit son prix livré à Sudbury en 1977 à titre d'essai, Shell a constaté que c'était ce qui se produisait.

Les sociétés pétrolières font valoir que l'objectif du programme d'appui financier n'est pas de dicter les prix de détail, mais plutôt d'adapter les prix de gros à la situation locale. Selon Shell, la preuve en est qu'elle a, en 1980, cessé de fixer les prix de détail dans le cadre de son programme de consignation, et a adopté pour principe d'établir le prix et la marge bénéficiaire maximums du concessionnaire.

Que l'objectif ou l'effet des programmes de soutien soit ou non de dicter les prix de détail, il convient de faire remarquer qu'il y a d'autres solutions aux problèmes des sociétés pétrolières. En premier lieu, ce sont les sociétés pétrolières elles-mêmes qui ont établi les zones de prix livré. Si ces zones sont trop vastes pour permettre aux raffineurs de réagir aux situations locales, les raffineurs peuvent les changer. Dans sa nouvelle politique de «prix rampe de chargement», Impériale a augmenté de beaucoup le nombre de ses zones de prix de gros, bien que ce nombre soit probablement encore insuffisant pour que les zones correspondent parfaitement aux marchés de vente au détail situés à proximité. Impériale a indiqué que la subdivision en zones visait à refléter en gros les frais de livraison. Rien n'empêche toutefois les raffineurs d'établir des zones secondaires qui auraient toutes le même prix de gros en période «normale», mais des prix différents quand les conditions du marché local l'exigent.

En plus, les sociétés pétrolières sont libres de fixer des prix maximums de revente dans le but de s'assurer que les consommateurs bénéficient des réductions des prix de gros. La *Loi relative aux enquêtes sur les coalitions* n'interdit pas aux fournisseurs de fixer des prix maximums de revente.

(e) Les observations de la Commission

Comme on l'a déjà indiqué, le Directeur s'est opposé aux programmes de soutien financier car, à son avis, ces programmes contribuent au maintien de points de vente inefficaces, permettent aux *Majors* de pratiquer des prix abusifs visant à nuire aux indépendants et donnent aux *Majors* une influence exagérée sur les prix de détail. C'est ce dernier point que la Commission considère le plus important. Il y a eu, et il y a toujours d'autres moyens de soutenir des points de vente inefficaces ou de pratiquer des prix abusifs. Qui plus est, la politique de prix abusifs est une pratique répréhensible en elle-même qui est traitée séparément ci-dessous.

Les programmes de soutien financier permettent aux raffineurs de dicter les prix de détail et les marges bénéficiaires de deux façons. Tout d'abord, les raffineurs peuvent fixer des prix de détail *maximums* et des marges *maximums*. Tous les programmes de soutien leur donnent ce pouvoir, et cela les a probablement aidés à restructurer leurs réseaux en transformant un plus grand nombre de stations en libres-services. Que cela soit le cas ou non, ce type de contrôle ne fait pas obstacle à la concurrence. Si l'article 38 de la *Loi relative aux enquêtes sur les coalitions* n'interdit pas aux fournisseurs de fixer des prix de détail maximums, c'est probablement pour permettre aux fournisseurs de protéger leurs positions concurrentielles en veillant à ce que leurs produits ne soient pas vendus trop cher par rapport aux produits de leurs concurrents. En général, les fournisseurs ont également tout intérêt à s'assurer que les marges de leurs distributeurs sont suffisantes pour permettre à ces derniers de subsister et pour les encourager à vendre les produits du fournisseur. Cependant, dans la mesure où les concessionnaires ne sont pas tous soumis aux mêmes conditions du marché et où ils n'abordent pas tous de la même façon la commercialisation de leurs biens et services, l'établissement de marges uniformes dans de vastes régions (par exemple, le Québec et la Colombie-Britannique) par les raffineurs limite le choix offert aux consommateurs et empêche les concessionnaires d'avoir un commerce plus rentable en offrant un meilleur service ou en demandant plus cher que ne le permettent les programmes de soutien. Bien que les raffineurs aient permis généralement aux stations offrant des services complets une plus grande marge qu'aux libres-services, il n'est pas certain que la différence ait correspondu entièrement à l'écart entre les coûts des deux types de stations. Il est difficile de voir comment on peut déterminer la différence que les consommateurs sont disposés à payer pour divers niveaux de facilité, de services et ainsi de suite quand l'établissement des prix, et par conséquent, des différences de prix, est centralisé, ce qui est le cas quand les programmes de soutien entrent en jeu. Qui plus est, les raffineurs qui ont un vaste réseau et exploitent eux-mêmes un grand nombre de stations peuvent protéger leurs positions sur le marché en veillant à ce que les marges offertes par la vente de leurs produits de marques ne soient pas trop élevées.

Si l'on doit s'opposer aux programmes de soutien financier au nom de la politique de la concurrence, c'est parce qu'ils permettent aux raffineurs de fixer des prix de détail et de gros plus élevés qu'ils ne le pourraient autrement. Dès que ces programmes entrent en jeu, dans la mesure où ce ne sont plus des centaines de concessionnaires, mais un petit nombre de raffineurs qui décident des prix, il est plus facile aux intéressés d'établir des niveaux de prix comparables. Cela est d'autant plus inquiétant qu'en plus d'avoir entre eux des rapports de fournisseur à client, les raffineurs et leurs concessionnaires se font également concurrence. Les raffineurs interviennent déjà dans le secteur de la revente, étant donné qu'ils exploitent un grand nombre de leurs propres points de vente. Il n'est pas bon pour la concurrence qu'un petit nombre d'entreprises puissent avoir un degré si élevé d'influence sur les prix d'un grand nombre d'entreprises concurrentes. Toutefois, avant de pousser plus loin ce raisonnement, il convient de déterminer si les types de programmes de soutien décrits ci-dessus donnent aux raffineurs le pouvoir de fixer les prix pratiqués par les concessionnaires et, le cas échéant, de quelle façon cela se produit. Il faut en outre se demander si un petit nombre de raffineurs sont en fait susceptibles de faire monter les prix plus que ne le feraient un grand nombre de détaillants du réseau des producteurs, car, comme on l'a déjà indiqué, ces détaillants désirent souvent des prix et des marges plus élevés que ce que leur offrent les programmes de soutien.

Quelques programmes de consignation permettent au raffineur de contrôler les prix de détail et sont répréhensibles à cet égard. Tout doute ou toute ambiguïté à l'égard du pouvoir qu'ont les concessionnaires sur leurs propres prix est également inquiétant, notamment dans le contexte des autres caractéristiques des programmes de soutien.

Le programme de consignation de Shell et les programmes de consignation et de remise de Petro-Canada permettent à ces sociétés de ne fixer que les prix et les marges *maximums*. Shell fait valoir que ce type de programme aboutit aux mêmes résultats que des changements de prix de gros, car les concessionnaires sont libres de baisser les prix de détail. Cela est bien vrai, et on ne saurait faire objection aux limites qu'imposent ces programmes aux prix des concessionnaires. Bien qu'il soit impossible de résumer brièvement le programme de remise d'Impériale, lui aussi permet aux concessionnaires de fixer leurs propres prix. Les objections qui peuvent être formulées à l'égard de ces programmes, telles que discutées ci-après, sont les suivantes: le soutien accordé peut être retiré par le raffineur et les niveaux de soutien sont liés aux prix prédominants.

Dans la pratique, la latitude qu'a le concessionnaire de fixer ses propres prix est fort limitée quand le programme de soutien est offert comme un privilège et non comme un droit. Le soutien diffère alors d'un changement

des prix de gros. Rien n'indique que les raffineurs aient menacé les concessionnaires, mais l'énorme différence entre le pouvoir économique des raffineurs et celui de leurs concessionnaires aurait tendance à faire hésiter les concessionnaires à réduire leurs prix quand ils savent qu'une baisse des prix coûte cher aux raffineurs et que l'appui qui leur est accordé peut, pour une raison ou une autre, leur être retiré.

Le Directeur aborde l'aspect le plus répréhensible des programmes de soutien en recommandant que ceux-ci ou les changements de prix de gros ne soient pas «liés» aux prix de détail. Les «prix prédominants» représentent un prix cible. Quand les prix changent, les raffineurs déterminent quel est le «prix prédominant» et établissent en conséquence le nouveau prix auquel leurs concessionnaires peuvent gagner la marge ou la commission maximum. Par conséquent, bien que tous les raffineurs ne fixent pas les prix de leurs concessionnaires quand ceux-ci bénéficient d'un programme de soutien, en assujettissant le montant de l'aide aux prix de détail les raffineurs peuvent établir les prix de détail qu'ils désirent plus rapidement qu'ils ne le pourraient s'ils se contentaient de fixer les prix de gros. Si la recommandation du Directeur était adoptée, on continuerait probablement de voir de grandes fluctuations des prix de gros et de détail. Les guerres de prix prennent fin quand l'un des concurrents remonte ses prix et quand les autres font de même. En l'absence de programmes de soutien liés aux prix de détail, les raffineurs changeraient les prix de détail pratiqués par les points de vente qu'ils exploitent, ainsi que les prix de gros. Si les prix de gros augmentaient, les concessionnaires seraient obligés d'augmenter leurs prix de détail, et ceux-ci augmenteraient rapidement pour mettre fin à une guerre des prix, comme c'est le cas maintenant. La principale différence serait que les raffineurs ne dicteraient pas aux concessionnaires les nouveaux prix «prédominants», ni les différences appropriées entre les prix pratiqués par les stations offrant des services complets et ceux pratiqués par les libres-services.

(f) Les objections possibles à l'élimination des programmes de soutien actuels

Certains peuvent considérer que les programmes de soutien financier sont nécessaires à la survie des concessionnaires des *Majors*. Que ces programmes soient réellement ou non des programmes de soutien, les raffineurs sont encouragés à ajuster leurs prix de gros quand les prix de détail baissent et à comprimer la marge de leurs concessionnaires au-dessous d'un certain niveau pour maintenir leur réseau. Bien que la marge bénéficiaire d'aucune entreprise ou d'aucun groupe d'entreprises ne soit protégée, et qu'il n'y ait aucune raison pour qu'elle le soit, le double système de distribution des *Majors* offre une certaine protection aux concessionnaires (et à d'autres

clients-concurrents), mais les rend également plus vulnérables. Du fait qu'ils font concurrence à leurs concessionnaires, les *Majors* doivent s'assurer que les marges de ces concessionnaires correspondent au moins aux propres coûts de vente au détail des *Majors*. Il convient toutefois de souligner que cela ne garantit pas aux concessionnaires une «rémunération raisonnable de leurs efforts et un rendement raisonnable de leur capital», ou l'observation de quelqu'autre principe réglementaire de ce genre. Néanmoins, comme l'indique l'examen ci-dessous des marges brutes des fournisseurs indépendants par la Commission, la rentabilité et la protection des concessionnaires contre un resserrement abusif des prix exigent que les *Majors* retirent des ventes au détail de leurs propres stations un rendement net au moins égal à celui qu'ils tirent des ventes en gros aux concessionnaires. Les coûts qui s'avèrent les plus pertinents pour mesurer le rendement net varient en fonction des conditions du marché. Bien que la norme de coût soit, par nécessité, variable et que son application par les *Majors* puisse s'avérer imparfaite, l'adoption du principe général par les *Majors* devrait protéger les concessionnaires contre les conséquences désastreuses d'une guerre des prix, quand les fluctuations rapides les rendent le plus vulnérables. La situation est la même quand les *Majors* établissent des niveaux de soutien financier, car la marge qu'ils permettent aux concessionnaires d'avoir ne devrait pas être inférieure aux propres coûts des *Majors*. Cette question est examinée plus à fond aux sections 5 et 6 de ce chapitre.

Dans la mesure où les raffineurs se servent des programmes de soutien pour pouvoir influencer davantage les prix à la pompe, on risque, en imposant à ces programmes des limites strictes, d'amener les raffineurs à rechercher des moyens de contrôle plus directs et plus généraux par l'exploitation de leurs propres points de vente. Cela ne constitue pas cependant une raison suffisante pour ne pas limiter des formes de contrôle vertical jugées préjudiciables à l'intérêt public. L'essence peut être vendue dans des débits spécialisés ou avec un grand nombre d'autres produits dans des grandes surfaces. Certains types de points de vente exploités directement par les raffineurs semblent être rentables, tandis que d'autres ne le sont pas nécessairement. Il faut considérer qu'une plus grande intégration verticale des raffineurs ne sera pas un problème tant qu'on exigera qu'ils obtiennent, sur les ventes réalisées par les points de vente qu'ils exploitent directement, un rendement net aussi élevé que celui qu'ils obtiennent sur les ventes en gros à des clients-concurrents.

Selon certains, comme un grand nombre de concessionnaires préfèrent avoir des marges bénéficiaires élevées, on ne devrait pas supposer qu'un plus grand contrôle des prix de détail par les raffineurs entraînerait une augmentation plutôt qu'une baisse des prix. La Commission ne pense pas que tous les concessionnaires préfèrent exploiter des débits à faible volume mais à

marge élevée. Cela peut constituer la meilleure stratégie pour certains points de vente, mais pas pour d'autres. Quand, sous l'effet d'une baisse du prix de l'essence, une plus grande clientèle entraîne la vente d'un plus gros volume d'essence ou d'un plus grand nombre d'autres produits (par exemple, ceux d'un dépanneur), il peut être plus rentable de moins majorer le prix de l'essence. Qui plus est, du fait de la présence d'un grand nombre de points de vente exploités par des indépendants et par les raffineurs, les concessionnaires ne peuvent majorer davantage leurs prix que si un nombre suffisant de consommateurs sont disposés à payer le prix demandé.

On peut également avancer qu'il importe peu qu'un petit nombre de raffineurs contrôlent davantage les prix de détail, parce que les programmes de soutien entrent en jeu quand les prix sont «bas». Cela est toutefois assez subjectif: certains peuvent trouver «bas» des prix que d'autres trouvent «élevés». De plus, comme le montrent les statistiques sur les ventes faisant l'objet d'un programme de soutien, la plupart des prix à la pompe ont, pendant de longues périodes et sur un vaste territoire, été fixés dans le cadre d'un programme de soutien financier.

(g) Conclusion

Ce sont les programmes de soutien financier permettant aux raffineurs de dicter les prix qui présentent le plus de risques pour la concurrence. Certains programmes de soutien n'ont pas cette caractéristique, mais présentent l'inconvénient d'offrir le soutien comme un privilège qui peut être retiré par le raffineur. De plus, tous les programmes en vertu desquels le raffineur ne fixe pas les prix exigent l'établissement d'un prix prédominant ou d'un prix du marché auquel est lié le niveau du soutien financier. L'intervention directe et généralisée des raffineurs dans la vente au détail de l'essence rend cet aspect des programmes de soutien particulièrement inacceptable. Selon la Commission, les programmes de soutien qui lient le montant de soutien accordé à des prix de détail particuliers (comme il en est le cas pour tous les programmes de soutien des marges bénéficiaires signalés dans la preuve) et qui sont répandus dans l'industrie vont à l'encontre de l'intérêt public.

(h) Le soutien offert aux revendeurs indépendants

La Commission a les mêmes réserves à propos du recours à un programme de soutien plutôt qu'à un changement du prix départ raffinerie pour rajuster les prix de gros aux revendeurs indépendants en réponse aux fluctuations des prix de détail qu'à l'égard des programmes de soutien offerts aux concessionnaires. En premier lieu, l'appui est accordé au gré des raffineurs, ce qui porte les bénéficiaires du programme à ne pas se sentir

entièrement libres de fixer leurs propres prix. Toutefois, contrairement à ce qui se passe dans le cas des concessionnaires, le soutien ne semble pas être lié à des prix donnés qui auraient tendance à établir un nouveau prix commun quand les prix remontent. Le soutien financier offert aux revendeurs est négocié individuellement. Rien n'indique que le soutien financier offert aux revendeurs soit lié à des prix donnés. Toutefois, si les revendeurs ne se sentent pas entièrement libres de changer les prix comme ils l'entendent, cela veut dire que dans la pratique le programme de soutien devient assujetti aux prix des revendeurs et que ceux-ci risquent de tendre à suivre passivement les prix fixés par leurs concurrents.

4. Le contrôle exercé par les fournisseurs sur les prix de détail ou l'influence exercée par les fournisseurs sur l'établissement des prix de détail grâce à d'autres formes d'accords d'approvisionnement

(a) Le cas de Sunys et d'autres accords d'agence non liés à des programmes d'appui financier

Plusieurs types d'accords d'agence n'ont aucun rapport avec les programmes de soutien financier. Comme on l'a déjà indiqué, les *Majors* (et certains indépendants) confient l'exploitation d'un grand nombre de leurs points de vente à des agents plutôt qu'à des employés. Il existe également des accords d'agence avec un détaillant du réseau des producteurs. On trouve un grand nombre d'agences dans les zones rurales et dans les petites localités; un grand nombre d'entre elles livrent du mazout (dans l'Est du Canada), du carburant diesel et de l'essence aux agriculteurs. Les fournisseurs établissent le prix de détail et offrent une commission unitaire.

Au cours des dernières années, les fournisseurs ont signé des *accords d'agence de station de marque* avec des détaillants d'essence et de carburant diesel qui leur achètent normalement leurs produits. Ces détaillants reçoivent parfois une commission fixe. Dans ce cas, le fournisseur établit le prix. Parfois ils reçoivent une commission à taux variable. Dans ce cas, le détaillant et le fournisseur fixent normalement le prix ensemble. Les commissions à taux variable sont examinées ci-après dans le contexte des accords d'agence avec des détaillants indépendants. Les accords d'agence de station de marque dont il est spécifiquement question dans les témoignages concernent cinq points de vente exploités par Fifth Wheel Truck Stops en Ontario, un accord portant sur deux stations au débit élevé à Ste-Rosalie (Québec) et un certain nombre de points de vente de 7-Eleven dans les provinces situées à l'ouest du Québec. Les accords conclus par Fifth Wheel et ceux de Ste-Rosalie ont été signés avec Impériale. Jusqu'en 1983, ces accords prévoyaient une commission unitaire dont le taux variait en fonction du prix.

Un nouvel accord conclu en 1983 avec Fifth Wheel prévoit une commission unitaire fixe et donne à Impériale le droit de fixer les prix. La plupart des *Majors* ont conclu des ententes d'agence de station de marque avec 7-Eleven au Canada. Dans certains cas la commission unitaire est fixe, dans d'autres elle est variable. Les raffineurs ont obtenu des accords d'approvisionnement à long terme quand Southland Canada, Inc., maison mère de 7-Eleven, a pris en mains les débits d'essence.

Impériale est le fournisseur dans le cas de tous les *accords d'agence avec des détaillants indépendants* déposés comme preuve. C'est en 1977 qu'Impériale a signé le premier accord de ce genre avec Sunys, chaîne de stations-service lancée en 1968 par M. Jack Robillard. Après avoir connu une certaine expansion et la réussite financière, il vendit sa société en 1972. Après une période moins rentable, la société (ou une partie de la société) fut, en 1977, revendue à M. Robillard et à d'autres personnes, qui signèrent par la même occasion un nouveau type d'accord d'approvisionnement avec Impériale. Les accords d'approvisionnement successifs signés par Sunys et Impériale à partir de 1977 ont inquiété un certain nombre d'indépendants et ont constitué une partie importante de la preuve relative à la distribution de l'essence.

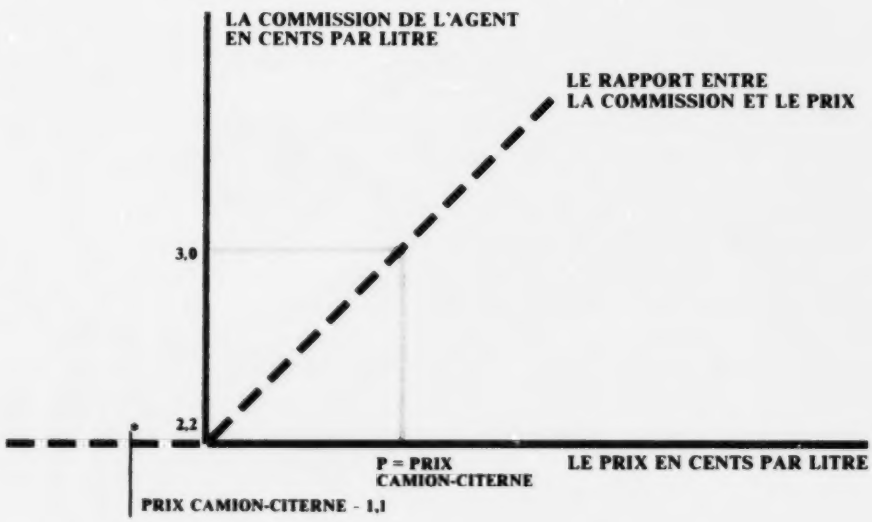
M. Robillard a témoigné qu'avant de se lancer de nouveau dans la vente au détail de l'essence en 1977, il avait décidé de chercher à garantir ses approvisionnements et sa marge bénéficiaire pendant les périodes de baisse des prix. Il a, à cette fin, signé avec Impériale un accord exclusif de cinq ans, qui fait de Sunys un agent d'Impériale pour la vente de carburant. M. Robillard avait à l'origine voulu obtenir un accord qui lui donnerait l'exploitation d'une chaîne de stations de marque Esso, mais cette proposition fut rejetée par Impériale.

Bien que l'accord initial eut été signé pour une durée de cinq ans, la formule de calcul de la commission fut modifiée à plusieurs reprises. En 1982 la structure de commission en vigueur était la suivante. Cette structure était semblable à celle prévue par d'autres accords d'agence signés par Impériale avec des détaillants indépendants.

La «commission de base» était liée à un «prix de base» qui était le prix livré d'Impériale (ou la moyenne des prix livrés de ses concurrents). Si le prix de l'agent était égal ou supérieur au prix livré, il recevait une commission correspondant à la commission de base plus la différence entre son prix et le prix livré. Si son prix était inférieur au prix livré, sa commission diminuait jusqu'à ce qu'elle arrive à un minimum, peu importe la baisse du prix livré. La figure 2 ci-après illustre la structure de la commission dans un cas où la commission de base est de 0,03 $/l et la commission minimum de 0,022 $/l.

Cette figure suppose que la commission de l'agent comprend la totalité de la différence entre le prix de l'agent et le prix livré, quand le prix de l'agent est supérieur. Quand la différence est négative, elle est retranchée de la commission jusqu'à ce qu'un minimum soit atteint. Dans la figure 2, ce minimum est atteint quand le prix de l'agent est inférieur de 0,008 $/l au prix livré. En vertu des accords écrits, les agents avaient le droit de fixer les prix jusqu'à ce qu'ils atteignent un «point proche d'un prix abusif». Au début des années 1980, Impériale considérait que ce point était atteint quand le prix de l'agent était inférieur de 0,011 $/l au prix livré. Quand les prix tombaient au-dessous de ce point, ce qui s'est produit pendant plusieurs guerres des prix, l'agent devait consulter Impériale avant de baisser ses prix davantage.

FIGURE XVI-2.
La structure de la commission des agents opérant sous des marques privées



* Niveau de danger de comportement abusif

Plusieurs des contrats comportaient des lignes directrices qui précisaient que le prix de détail de l'agent indépendant devait être concurrentiel avec celui d'autres détaillants offrant des produits et des services comparables et qu'il devait être inférieur aux prix des *Majors*. Comme un grand nombre d'indépendants exploitaient des stations offrant des services complets et que les stations de Sunys étaient des libres-services, les produits et services offerts

n'étaient pas vraiment comparables dans un grand nombre de marchés. Sunys désirait offrir des prix légèrement inférieurs à ceux des autres stations, ce que les indépendants n'étaient pas toujours disposés à accepter. De plus, les *Majors* n'étaient pas toujours prêts à permettre à Sunys d'offrir des prix inférieurs, du moins pas des prix aussi bas que l'aurait voulu M. Robillard. Comme l'indique la section sur les guerres des prix, tout désaccord sur ce qui constitue une différence acceptable de prix entre les différents types de stations peut facilement donner lieu à des coupures de prix successives.

Les rapports entre Impériale et Sunys semblent avoir été relativement orageux. Bien que M. Robillard se soit servi de ses rapports avec Impériale pour augmenter la part du marché et les bénéfices de Sunys, Impériale s'est également servi de Sunys comme banc d'essai pour faire remonter les prix, c'est-à-dire qu'en période de prix bas ou en baisse, le raffineur demandait à Sunys de remonter ses prix en premier pour voir si les concurrents feraient de même.

Dans un contrat signé en mai 1983, Impériale assuma pendant un certain temps l'entière responsabilité de l'établissement des prix. En échange, Sunys recevait un paiement mensuel qui ne dépendait pratiquement pas du chiffre d'affaires. Les prix de Sunys n'étaient plus fonction de la différence que Sunys avait revendiquée par rapport aux prix des stations distributrices d'une grande marque et aux prix des stations indépendantes offrant des services complets.

L'accord de mai 1983 avec Sunys fut signé juste avant la remontée des prix du 20 mai qui avait suivi une guerre des prix particulièrement acharnée. Le Directeur avance que c'est le nouvel accord conclu avec Sunys qui a rendu possible la remontée des prix. Toutefois, comme le montrent les données sur les prix d'un certain nombre de marchés locaux, la remontée des prix n'a pas été uniforme et, dans certaines régions, n'a pas duré. Bien entendu, Sunys n'était qu'un facteur, aussi important qu'il fut, dans l'ensemble complexe des forces du marché qui comprenaient également un excédent important de capacité de raffinage.

Dans un accord révisé signé avec Cango Petroleums, grand détaillant indépendant du Sud de l'Ontario, Impériale a également assumé la responsabilité de l'établissement des prix dans les points de vente du détaillant pendant plusieurs mois, à partir du début de juin 1983.

Cencan Petroleum a acheté Sunys en novembre 1983, et les deux sociétés furent amalgamées sous la raison sociale de Sunys Petroleum Inc. C'est en partie grâce au financement fourni par Impériale que Cencan a pu acheter Sunys. Les deux parties signèrent un nouvel accord d'agence qui stipulait les

dispositions suivantes quant au droit de fixer les prix au détail: «Sunys fera la vente des carburants à un prix ou à des prix qu'Esso stipulera de temps à autre, et Esso consent par ces présentes à ce que ces prix ne soient pas, durant une période de temps indue, plus élevés que les prix offerts par n'importe quelle marque principale en concurrence avec l'établissement particulier.» Par après, l'entente a été modifiée afin de retourner à Sunys le droit intégral de fixer les prix au détail.

A la suite de l'adoption en 1985 d'un régime de «prix rampe de chargement» par Impériale, tous les accords à long terme comportant des formules de calcul des prix ou des marges seront progressivement éliminés ou seront résiliés d'un commun accord entre les parties.

(b) Les contrats de gérance

Suncor semble être le seul raffineur qui ait signé ce genre d'accord d'approvisionnement. En vertu des contrats dont il a été question dans les témoignages, Suncor exerce un contrôle quasi total sur le prix de détail sujet aux droits contractuels existants des détaillants. Pour simplifier les choses, on peut considérer ces accords comme des acquisitions temporaires, la grande différence étant que les avoirs sont confiés à la *gérance* du fournisseur qui n'a donc pas à l'égard de ces avoirs tous les pouvoirs qu'il aurait dans le cas d'une acquisition.

(c) Les questions de principe

Le Directeur s'est opposé à ces accords d'agence et ces contrats de gérance du fait qu'ils augmentent la participation déjà étendue des raffineurs à l'établissement des prix de détail et élargissent leur mainmise collective sur les prix de détail (et de gros). Il a recommandé qu'ils soient tous interdits. Il a d'ailleurs fait la même recommandation en ce qui concerne l'acquisition des indépendants par les raffineurs lorsqu'entrent en jeu des éléments semblables.

Bien que chacune des modalités dont nous discuterons dans cette section touche à cette vaste question de la mainmise des raffineurs sur l'établissement des prix, il faut bien reconnaître que les raisons et les répercussions générales des différentes modalités peuvent varier. C'est pourquoi la Commission ne juge ni nécessaire ni souhaitable d'avoir une règle générale ne tenant pas compte des circonstances particulières. Personne ne pourrait raisonnablement faire valoir, par exemple, que l'accord conclu par Suncor avec Golden Triangle Oils Limited (GTO) a eu, par lui-même, des répercussions majeures sur la concurrence. Aussi, cela peut être tout à fait raisonnable compte tenu de la situation respective des parties. Cela vaudrait

probablement aussi si Suncor s'était portée acquéreur de GTO plutôt que de conclure avec elle un contrat de gérance. Cependant, l'on pourrait facilement conclure que l'entente entre Impériale et Sunys ou les autres entreprises avec lesquelles elle a (ou avait) des accords d'écoulement par l'entremise de détaillants indépendants a effectivement eu des conséquences importantes sur la concurrence. Par conséquent, bien que le Directeur soit manifestement préoccupé par les répercussions collectives de toutes les ententes verticales dont il a été question, la Commission estime qu'il suffirait de faire un examen plus sélectif des accords ou des genres d'accords.

Les activités d'agence aux points de vente appartenant à une société pétrolière sont de nature différente. Bien que les exploitations de ce genre soient liées à d'autres qui pourraient soulever d'importantes questions (par exemple, les 7-Eleven), il y a un élément critique qui est absent — en effet, il ne s'agit pas d'accords d'approvisionnement en vertu desquels les raffineurs acquièrent mainmise sur l'établissement des prix du client-concurrent. Selon la Commission, la participation directe des raffineurs à la vente au détail peut, d'une manière générale, favoriser la concurrence, et les accords d'agence semblent souvent être un moyen efficace de participation pour ces derniers. Par conséquent, compte tenu des éléments de preuve fournis jusqu'ici et de ses recommandations au sujet d'autres questions, la Commission estime qu'il n'est pas à l'encontre de l'intérêt public que les raffineurs continuent de participer à la vente au détail par le biais de points de vente appartenant aux sociétés pétrolières et exploités par des agents ou des employés.

5. Les coûts de la distribution au détail de l'essence: calculs et conséquences en ce qui concerne les preuves de comportement abusif

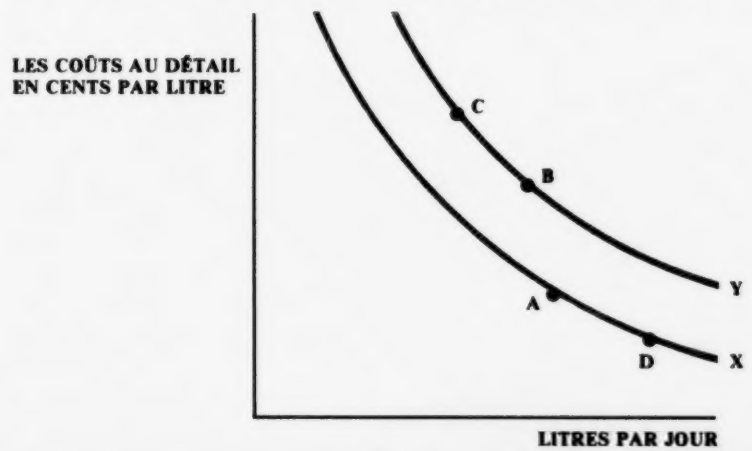
(a) La structure des coûts de détail

La plupart des éléments du coût de distribution au détail de l'essence, sauf pour son coût d'acquisition, sont fixes pour un vaste éventail de ventes. Par conséquent, les coûts totaux moyens dépendent dans une grande mesure du volume des ventes, ce qui est normal dans beaucoup de secteurs de la distribution au détail. Cela signifie qu'il est préférable de représenter les coûts totaux ou moyens par une courbe ou une série de points (comme à la figure 3) que par une valeur unique. Lorsque la baisse des coûts totaux moyens s'accompagne d'une augmentation du volume, le détaillant doit se demander où il doit établir l'équilibre entre les majorations plus fortes et les volumes plus faibles. Cette caractéristique de la courbe des coûts et la grande substituabilité qui existe entre les différentes marques d'essence expliquent

que les prix tendent à être les mêmes pour des marques que le consommateur considère comme facilement interchangeables. Cela explique aussi pourquoi des tentatives d'élargir ou de rétrécir l'écart des prix entre les différents genres de points de vente peuvent entraîner des guerres de prix; non seulement les points de vente défavorisés souffrent-ils d'une baisse des bénéfices sur les ventes perdues, mais ils voient aussi leur marge bénéficiaire sur les autres ventes diminuer puisque la situation du détaillant le long de cette courbe des coûts tend à se déplacer vers le haut en raison de la baisse des ventes, comme le montre la figure 3. Dans cet exemple, l'on suppose que l'entreprise X, qui est celle aux coûts les plus faibles, se trouve initialement au point A, et que l'entreprise Y, dont les coûts sont parmi les plus élevés, se trouve au point B. Si l'entreprise X réduit ses prix sans que les autres emboîtent le pas, elle pourra atteindre le point D, et les autres entreprises, représentées par Y, verront leurs coûts unitaires de distribution, non compris ceux de l'essence, atteindre C. Ceci illustre pourquoi les concurrents résisteront à toute tentative de la part de l'entreprise Y d'élargir l'écart de prix, d'accroître sa part du marché et de réduire ses coûts unitaires. Cela vaudrait aussi, dans une large mesure, si les entreprises avaient toutes les mêmes coûts, à la différence que les concurrents résisteraient certes plus fermement à toute tentative d'élargir l'écart.

Certaines des accusations de comportement abusif ou de mesure disciplinaire de la part des sept grandes sociétés pétrolières à l'égard des indépendants avancées par le Directeur englobaient implicitement des situations où les fournisseurs indépendants auraient vu baisser leur position le

FIGURE XVI-3.
Le coût total moyen de la distribution au détail à court terme



long des courbes de coûts et les points de vente des *Majors* auraient vu leurs coûts augmenter s'ils n'avaient pas réagi en diminuant leurs prix. Le propriétaire de marque «Robo», M. W.A. Hemstreet, a fait état d'un cas récent à Kitchener. Son témoignage n'a pas démontré un comportement abusif. Il a essentiellement affirmé que toutes ses tentatives de réduire ses prix et, en fait, d'étaler ses coûts fixes sur des volumes plus importants avaient échoué parce que ses concurrents avaient toujours, à son avis, rajusté leurs propres prix en conséquence, parfois de façon excessive. La Commission voit mal comment M. Hemstreet ou toute autre personne pourrait s'attendre à des résultats différents, puisque ces tentatives d'élargir l'écart de prix auraient eu cet effet négatif immédiat sur ces concurrents. Il est difficile de trouver coupables de comportement abusif les entreprises qui réagissent aux réductions de prix de leurs concurrents, même si les entreprises concurrentes assument des coûts plus élevés[6].

(b) Les coûts unitaires aux libres-services

Bien que l'on puisse généralement s'attendre dans la commercialisation de l'essence à une résistance de la part de concurrents de tous genres à des tentatives d'élargir les écarts de prix, normalement, dans des marchés qui fonctionnent bien tout en étant concentrés, les points de vente à coûts élevés seront remplacés par d'autres à coûts faibles. Cela peut se produire de façons différentes. Signalons par exemple le cassage de prix, les prix étant forcés à baisser vers le niveau des coûts des entreprises les plus efficientes. Il est peu probable que cela produise de la capacité excédentaire. Il peut aussi arriver que les entreprises à coûts faibles accroissent progressivement leur part du marché parce qu'elles ont de bonnes chances d'être plus rentables et d'être plus incitées à l'expansion. Les raffineries intégrées jouent dans ce processus un rôle capital. En augmentant les ventes aux secteurs du commerce de détail qui offrent les rendements nets les plus élevés, les raffineurs sont en mesure de favoriser l'expansion soit des points de vente exploités par le détaillant ou la société, soit de ceux qui sont exploités par des indépendants. Il est donc indispensable de tenir compte, dans tout examen de l'accroissement de la part des stations libres-services exploitées par les raffineurs, des coûts des points de vente exploités par les raffineurs. Comme nous l'avons expliqué au chapitre XIV, il ne fait aucun doute que cette croissance est due en grande partie à une baisse de la demande de services de réparation et d'entretien offerts par les débouchés traditionnels. Il faut aussi se demander comment les coûts au détail des raffineurs se comparent aux niveaux de soutien accordés aux détaillants. et aussi comment ils se comparent aux marges offertes aux indépendants.

---

6. Nous ne disposons pas d'élément de preuve au sujet des coûts des concurrents de M. Hemstreet.

Comme pour les autres secteurs de la vente au détail, le prix de revient de la vente au détail de l'essence est très variable, puisqu'il dépend de l'emplacement, du niveau de service et de la vente éventuelle d'autres produits que l'essence. Cette variabilité du coût et d'autres difficultés peuvent être jusqu'à un certain point réduites si l'essence est considérée, ou peut être considérée, pour des raisons pratiques, comme le seul produit vendu. C'est à peu près le cas chez beaucoup de libres-services qui n'offrent guère de services de réparation et d'entretien. Cela élimine le problème le plus épineux, à savoir de répartir les coûts entre plusieurs biens ou services. (Cela entraîne cependant une certaine surestimation du coût de distribution de l'essence puisque beaucoup de libres-services vendent également l'huile à moteur et d'autres articles.)

Bien que les éléments d'une courbe de coûts d'un libre-service soient assez simples, il peut survenir des erreurs et des différences d'opinions. Même si la Commission a pu s'inspirer d'une étude interne confidentielle d'Impériale[7] ainsi que de données sur le coût du matériel fournies par Gulf, les hypothèses sur lesquelles reposent ces calculs de coûts présentés au tableau 3 n'ont pas été vérifiées. Les calculs de coûts ne peuvent donc servir que d'approximation. Il y a sans aucun doute des débouchés à des emplacements dont la valeur dépasse largement celle utilisée pour les calculs ci-dessous, ou y est de beaucoup inférieure. De même, les frais de main-d'oeuvre et les taxes municipales varient selon la ville et l'aire géographique. Si l'on devait se fonder en grande partie sur les chiffres pour aboutir aux conclusions, il faudrait avoir plus de renseignements propres aux sociétés et aux régions. La Commission estime toutefois qu'il est très utile de se servir de données numériques pour concrétiser l'élément coût de la vente au détail et pour préciser certaines des difficultés et des considérations dont il faut tenir compte pour juger des accusations de comportement abusif.

Depuis bien des années, l'on enregistre une baisse du nombre total de débouchés et ce, même dans les villes importantes et en plein essor. Cela est dû à l'évolution de la composition de la demande que n'a fait qu'exacerber ces dernières années la baisse générale de la demande d'essence. Dans les années 1980, le besoin de débouchés nouveaux et de conversion a beaucoup diminué, les ventes ayant aussi décru et ayant maintenant atteint un point mort. Cela signifie, en ce qui concerne l'estimation des coûts, que les capitaux investis dans l'amélioration des emplacements peuvent en grande partie être

---

7. A plusieurs égards, les méthodes suivies par Impériale et la Commission diffèrent, principalement parce que les calculs de coûts ont été faits pour des raisons différentes. Les coûts présentés dans le texte, pour lesquels la Commission s'est largement inspirée de l'étude d'Impériale, ne correspondent toutefois pas aux coûts calculés par la société.

considérés comme irrécupérables, bien qu'une certaine proportion puisse être virée d'un emplacement à un autre. Comme pour tout capital irrécupérable, la valeur à y attribuer dépend du rendement éventuel.

Dans une industrie en plein essor où des investissements ont été consentis dans des installations nouvelles, les coûts moyens totaux, établis en fonction des coûts de remplacement des installations, constituent la norme de coûts utiles pour déterminer s'il y a eu comportement abusif au cours d'une période de temps. Cette norme s'applique dans la situation actuelle aux nouveaux débouchés ouverts par suite des mouvements de population, des nouveaux courants de circulation et de l'augmentation de la valeur des terrains. A l'autre extrémité, il y a les coûts associés aux débouchés qui sont sur le point de fermer leurs portes parce que le rendement qu'ils fournissent ne compense pas l'investissement dans les installations et suffit à peine à justifier le maintien du débouché plutôt que la vente de l'emplacement en vue d'une autre utilisation. Pour calculer les coûts moyens de ces débouchés *marginaux* l'on inclut seulement l'investissement dans le terrain à sa valeur marchande actuelle et le capital de roulement pour déterminer le coût d'option de l'investissement consenti dans le débouché[8].

Les débouchés qui se trouvent aux deux extrêmes quant aux coûts (c'est-à-dire les débouchés marginaux ou à remplacement intégral) se trouvent vraisemblablement dans le réseau de n'importe quelle des *Majors*, mais la plupart se trouvent en quelque part entre les extrêmes. La question est de savoir comment caractériser l'ensemble des débouchés d'un raffineur qui devraient être considérés comme un réseau, ou peut-être comme une série de réseaux régionaux, ainsi que comme un ensemble de débouchés individuels. Il y a certes suffisamment de changements qui se sont produits pour justifier un investissement dans des emplacements nouveaux et dans l'amélioration de ceux qui existent. Pour que ces investissements en valent la peine, il faut évidemment que les prix et les marges compensent plus que le coût aux débouchés marginaux, mais moins que les coûts de remplacement intégral pour tous les débouchés du réseau. Vers le milieu des années 1970, c'est-à-dire au début de la conversion aux libres-services, il était probablement justifié d'appliquer un coût de remplacement de près de 100 p. 100. Mais en 1984 il convient d'appliquer une proportion beaucoup plus petite.

L'on peut voir au tableau 3 les valeurs extrêmes de la fourchette des estimations de coûts. L'on peut également y voir un montant intermédiaire

8. Il faudrait aussi inclure la valeur du matériel comme les pompes ou les écriteaux, qui pourrait être aménagé ailleurs, mais cela n'a pas été fait faute de données sur la valeur non amortie moyenne de ce matériel.

que l'on a calculé en appliquant le coût du capital à 50 p. 100 du coût de remplacement des améliorations, ce qui traduit à peu près la situation actuelle. Étant donné que la plupart des coûts (l'essence non comprise) sont fixes, les coûts unitaires moyens dépendent grandement du chiffre de vente et varient presque de 0,01 $ le litre entre des débits de 3,5 millions de litres et 5,0 millions de litres pour ce qui est des coûts de remplacement intégral.

Les détaillants n'engagent pas nécessairement tous les coûts estimatifs qui figurent au tableau 3. Par exemple, ceux qui vendent en consignation n'assument pas de coûts de stocks. Même ceux qui ne vendent pas en consignation n'assument pas normalement les coûts financiers des stocks. Cela dépend des modalités de crédit qui s'appliquent à leurs achats. Par conséquent, il faut soustraire les coûts financiers associés aux stocks (qui sont d'environ 0,001 $/l) des coûts qui figurent au tableau 3 lorsqu'on les compare aux marges des détaillants dans la prochaine section.

Un autre élément important du coût qui n'est pas inclus au tableau 3 est celui de la publicité et de la promotion. Cela correspond (à un niveau géographique quelconque) aux activités à l'échelle du réseau qui se trouvent entre le gros et le détail. Leur omission ne change pas les comparaisons entre les coûts des libres-services exploités par les sociétés et les marges réalisées par les concessionnaires de libres-services, mais change celles entre les coûts des libres-services exploités par les sociétés et les marges réalisées par les indépendants. Le degré de promotion et de publicité change, du moins en partie, selon la nature de la concurrence et peut varier grandement. Dans son mémoire sur la commercialisation et en se fondant sur les montants de 1980, Texaco a attribué à ces activités une valeur de 0,0018 $/l (ou de 0,008 le gallon), ce qui en dollars de 1984 équivaut à 0,0025 $/l.

Un autre coût engagé au niveau du gros qu'il faut ajouter lorsque l'on compare les coûts des raffineurs aux marges réalisées par les indépendants est celui du transport, qui, en dollars de 1984, s'élevait en moyenne à 0,0049 $/l. Ce coût varie grandement puisqu'il dépend de la densité des débouchés et de leur éloignement des terminaux de stockage. Les autres coûts de gros sont principalement ceux liés à la comptabilité et à l'administration. Ils sont inclus dans l'estimation interne des coûts d'Impériale qui a été utilisée aux fins de comparaison aux marges brutes des indépendants à la section 7.

(c) Les vérifications pour le comportement abusif

Selon la Commission, il importe d'avoir une norme de «comportement abusif», c'est-à-dire une limite au-delà de laquelle le comportement d'une entreprise qui nuit à l'aptitude d'une autre entreprise de rester en affaires ou de faire concurrence est jugé injustifiable et contraire à l'intérêt public.

Tableau XVI-3

Coût de distribution de l'essence au détail, 1984
(en cents par litre)

Millions de litres par année	3,5	4,0	4,5	5,0
Débouchés marginaux	3,01	2,66	2,41	2,20
50 % du coût de remplacement	3,93	3,47	3,13	2,85
100 % du coût de remplacement	4,39	3,87	3,49	3,17

Notes explicatives et hypothèses

1. L'on suppose que le rendement *réel* requis du capital employé (ou le coût du capital) est de 14,5 p. 100 avant déduction de l'impôt. Il s'agit là du taux estimatif (approximatif) des grandes entreprises du secteur de ventes au détail auquel sont arrivés les auteurs de l'étude citée et effectuée au ministère des Finances. Il aurait été impossible de déterminer le coût du capital de chaque entreprise dans le secteur de la vente au détail étant donné la nature intégrée des sociétés pétrolières. En utilisant le coût réel du capital, l'on se trouve à tenir compte de l'inflation et des gains en capitaux du capital investi. Évidemment, si l'on s'était servi de taux *nominaux* (plus élevés) sans tenir compte de l'inflation, les coûts estimatifs auraient été plus élevés et auraient sans doute davantage traduit un resserrement de la marge bénéficiaire des indépendants.
2. Les coûts estimatifs des *débouchés marginaux* incluent le coût de main-d'oeuvre, les cartes de crédit, les réparations et l'entretien, les taxes immobilières, les frais de comptabilité et d'administration et un rendement de 14,5 p. 100 de la valeur de l'emplacement et des stocks.
3. L'on suppose que les cartes de crédit sont utilisées pour 30 p. 100 des opérations et que le coût est de 2 p. 100 de la valeur de la transaction.
4. Les frais de main-d'oeuvre sont estimés à 6 $ l'heure pour des débouchés ouverts 20 heures par jour, soit la moyenne des heures d'ouverture de la plupart des stations-service qui vont de 16 à 24.
5. Les coûts de remplacement sont déterminés en fonction de l'amortissement et du rendement du capital sur 50 et 100 p. 100 des améliorations de l'emplacement respectivement.
6. Les valeurs utilisées des terrains et améliorations sont respectivement de 183 127 $ et de 219 553 $.

Sources: Pièce M-623 (Impériale), pièce M-416 (Gulf). *Théorie et méthode empirique sous-tendant la mesure des taux marginaux de l'impôt pour le document de travail intitulé: «Le régime fiscal des sociétés: Un axe de changement»*, tableau 6.21, Division de l'analyse de l'impôt sur les sociétés et les ressources, ministère des Finances, 1985, Ottawa, Canada.

L'on trouve dans les écrits économiques et les décisions judiciaires plusieurs moyens possibles de vérifier l'existence d'un comportement présumé abusif. Dans les plus fréquemment cités, les auteurs utilisent les (différents) rapports coûts-prix, tandis que d'autres mettent en jeu les modes de fixation des prix ou de la production. Certaines vérifications sont des variantes et plusieurs peuvent être utilisées en combinaison avec d'autres.

Certains prétendent que le comportement abusif est rare parce que cela est très coûteux en bénéfices perdus pour le présumé responsable et que même celui qui adopte cette politique ne tarde pas à l'abandonner lorsqu'il se rend compte des coûts et des difficultés pour atteindre le but visé. Selon ce point de vue, il faut adopter une méthode très rigoureuse pour identifier les cas de comportement abusif, afin de ne pas nuire à une concurrence souhaitable en tentant de corriger un comportement qui en fait se manifeste rarement.

D'autres estiment que le comportement abusif réel, visant la faillite des entreprises rivales, n'est pas nécessairement le problème et que même les entreprises ayant les moyens financiers sont plus portées à se servir de pertes temporaires comme moyen de mettre au pas leurs rivaux et de les amener à modifier leur ligne de conduite, c'est-à-dire à se comporter de façon moins concurrentielle. A plusieurs reprises, par exemple, les auteurs du Livre vert prétendent que les *Majors* ont cherché à mettre au pas les indépendants. Que le comportement soit présumé «abusif» ou «punitif», la question clé est la même.

L'importance des vérifications de coûts, dans ce contexte, vient du fait que celles-ci visent à déterminer objectivement ce qu'on peut normalement considérer comme un comportement irrationnel du marché. Selon la vérification Areeda-Turner par exemple, l'on ne peut éventuellement parler de comportement abusif que si le présumé responsable fixe des prix qui sont inférieurs aux coûts marginaux à court terme (c'est-à-dire le coût additionnel engagé pour vendre une unité de plus). Il peut arriver dans l'industrie pétrolière que l'application machinale de cette règle produise un résultat erroné. En effet, il peut être rentable de fixer des prix inférieurs au coût marginal à court terme pour éviter de fermer des installations, par exemple des raffineries, dont le coût de remise en marche est élevé. Cela vaut également pour les cas où une interruption temporaire des ventes entraînerait une baisse de l'achalandage, comme l'ont déclaré plusieurs témoins au sujet des débouchés de détail.

Il ne faut par ailleurs pas écarter toute possibilité d'un comportement abusif ou punitif même dans les cas où les prix dépassent le coût marginal à court terme. Il faut tenir compte de la période et du marché. Les difficultés et les coûts associés à une tentative de se livrer à un comportement abusif ou punitif ne s'appliquent pas aux systèmes de distribution double où les présumés responsables peuvent influencer à divers degrés deux échelons de prix.

A très court terme, les coûts marginaux (comme toujours dans l'analyse, excluant les coûts de l'essence) sont en fait nuls puisque tous les coûts sont

nécessairement engagés tant que le débouché reste ouvert. Dans l'immédiat, l'exploitant doit donc décider soit de garder le point de vente ouvert, soit de le fermer temporairement. A long terme, il doit décider de l'opportunité de conserver celui-ci ou de s'en défaire. Il doit aussi juger s'il est préférable ou non de remplacer du matériel usé ou d'investir dans une exploitation supérieure. Dans le contexte du réseau global, il doit également s'interroger sur l'opportunité d'investir dans des débouchés additionnels. Les coûts estimatifs qui figurent au tableau 3 sont liés aux deux décisions à long terme: faut-il fermer en permanence un débouché et faut-il investir des montants additionnels dans les points de vente existants ou nouveaux? Ces coûts constituent également des critères appropriés de comparaison aux renseignements portant sur les marges des détaillants et (dans une forme modifiée) celles des indépendants sur de longues périodes.

Le fait que les marges atteignent des niveaux très bas ou négatifs lorsque les prix au détail tombent en chute libre (par exemple, pendant des guerres de prix) constitue une vive source d'inquiétude pour les indépendants. Au début, au moins, cette situation est de courte durée. Les coûts marginaux au détail des *Majors* sont à peu près nuls tandis que leurs coûts marginaux au gros consistent principalement en des frais de transport entre le terminal et les débouchés. Un indépendant devrait être assuré de pouvoir obtenir ses approvisionnements à un prix qui n'est pas supérieur au prix de détail exigé par son fournisseur dans la zone de commercialisation, moins les frais de transport. Bien qu'il se peut que cette norme ne réconforte guère l'indépendant, elle lui apporte au moins une protection limitée et si la situation persistait assez longtemps il faudrait appliquer une norme de coûts plus élevée.

En ce qui concerne la politique de prix abusifs, la Commission juge adéquat l'article 34(1)(c) de la *Loi relative aux enquêtes sur les coalitions*, spécialement s'il est augmenté, comme prévu, par les dispositions du projet de loi C-91. Cependant l'article 34(1)(c) et le projet de loi C-91 sont très généraux; alors la Commission a identifié ce qu'elle considère comme des lignes directrices appropriées en matière de coûts, dans le contexte de la Loi existante, pour un système de distribution parallèle.

L'article 34(1)(c) de la *Loi relative aux enquêtes sur les coalitions* stipule que toute personne s'adonnant à une entreprise est coupable d'un acte criminel si elle «se livre à une politique de vente d'articles à des prix déraisonnablement bas, cette politique ayant pour effet ou tendance de réduire sensiblement la concurrence ou d'éliminer dans une large mesure un concurrent, ou étant destinée à avoir un semblable effet».

Il n'y a malheureusement pas de façon réaliste d'éliminer la généralité de la norme du caractère raisonnable, et cela est confirmé par la jurisprudence

relative à cet article. La Cour suprême de l'Ontario, par exemple, dans l'affaire *R. c. Hoffman-Laroche* (1980) a maintenu que c'était faire preuve d'une grande rigidité que de se fonder uniquement sur les rapports entre le prix et le coût et qu'il fallait tenir compte de quatre facteurs, à la lumière de toutes les circonstances du cas, afin de déterminer si un prix est «déraisonnablement bas» ou non, à savoir: la période pendant laquelle les ventes aux prix douteux ont été réalisées; les circonstances des ventes, c'est-à-dire, par exemple, si un prix a été réduit en réaction aux réductions imposées par d'autres; la différence réelle entre le coût de production ou coût comptable et le prix de vente; et le montant de la réduction par rapport au prix de revient. Le tribunal a également déclaré qu'il fallait tenir compte «des avantages économiques externes ou à long terme que peut éventuellement toucher le vendeur en exigeant des prix inférieurs au prix de revient».

La généralité et la souplesse de la norme s'expliquent en partie par le fait qu'il ne faut pas limiter un comportement concurrentiel énergique qui peut supposer l'établissement de prix fondés sur des coûts à long terme prévus de façon raisonnable. En plus de la jurisprudence, la souplesse se traduit aussi dans la politique de mise en application du Directeur lorsqu'il instruit des plaintes portant sur des prix abusifs (*Rapport annuel*, 1982, p. 18):

> Même s'il est peu probable qu'un prix inférieur (sic) au coût total moyen soit qualifié de déraisonnablement bas, un prix inférieur à ce niveau sera étudié en tenant compte de sa relation à ce coût-là, ou au coût variable, de la durée de l'offre, du but apparent, qu'il soit défensif ou agressif, de la position respective des entreprises sur le marché, de leur conduite antérieure et des conséquences prévisibles à long terme.
>
> Le Directeur prendra également en considération tout élément qui indique que le prétendu agresseur a fixé ses prix dans une intention précise, la mesure dans laquelle cette entreprise profiterait de l'affaiblissement ou de l'élimination du concurrent qui a porté plainte et l'existence d'obstacles qui pourraient empêcher une nouvelle entreprise de remplacer la firme concurrente si celle-ci était complètement éliminée.»

En vertu du projet de loi C-91, le Tribunal de la concurrence sera habilité dans certains cas à interdire les agissements suivants (article proposé 50(a) et (d)):

> (a) la compression par un fournisseur intégré verticalement de la marge bénéficiaire accessible à un client non intégré qui est en concurrence avec ce fournisseur, dans le cas où cette compression a pour but d'empêcher l'entrée ou la participation accrue du client dans un marché ou encore de faire obstacle à cette entrée ou à cette participation accrue;
>
> (d) l'utilisation sélective et temporaire de marques de combat destinées à mettre au pas ou à éliminer un concurrent.

Comme nous l'avons signalé, la Commission offre certaines lignes de conduite pouvant s'appliquer dans le contexte de la Loi en vigueur et des mesures proposées au projet de loi C-91 afin d'identifier les cas de fixation de prix déraisonnablement bas par un fournisseur en régime de double distribution. Tout en proposant ces lignes directrices, la Commission tient à rappeler que dans cette enquête aucune accusation de réduction abusive des prix n'avait été portée et qu'aucune allégation précise n'avait été faite. Par conséquent, aucun argument de défense n'a été offert, et la Commission ne se prononce pas sur la question de savoir s'il y a eu infraction dans le passé à des normes acceptables relatives au comportement abusif. La présente enquête n'avait d'ailleurs pas pour objet de régler ces questions. La Commission estime toutefois qu'elle dispose de suffisamment d'information pour proposer des lignes directrices relatives aux coûts pour déterminer l'existence d'un comportement abusif ou de prix déraisonnablement bas dans un contexte de distribution double. Elles se partagent en deux catégories, compte tenu des circonstances.

1. A très court terme, c'est-à-dire lorsqu'il est question uniquement de jours ou peut-être de semaines, seule la durée est importante et la norme à appliquer est celle du coût marginal à court terme. Au niveau du détail, celui-ci est très près de zéro si l'on ne tient pas compte du coût de l'essence et au niveau du gros il comprend surtout les frais de transport. C'est pourquoi il est proposé de ne pas exiger des indépendants qu'ils paient plus que le prix de détail le plus bas demandé dans le marché de l'indépendant par le fournisseur (c'est-à-dire aux débouchés où le fournisseur fixe le prix à la pompe), moins les frais de transport raisonnables. Il s'agit là d'une norme minimum qui s'applique en tout temps.

2. En dehors des situations à très court terme et lorsque la période s'allonge, les *coûts minimums* se retrouvent dans ce que l'on a appelé un débouché *marginal*, et les coûts comprennent tous les frais d'exploitation majorés d'un rendement de la valeur de l'emplacement. Toutefois, s'il y a des investissements continus dans l'industrie, il peut s'avérer nécessaire d'appliquer un amortissement des installations et un rendement d'au moins une partie de l'investissement consenti dans celles-ci. Autrement dit, le rendement net des raffineurs provenant de la vente au détail ne doit pas être inférieur au rendement net de leurs ventes aux détaillants du réseau des producteurs ou aux indépendants dans n'importe quel marché. Pour cette vérification, le calcul des rendements nets dépend nécessairement de facteurs tels la période visée et l'état de l'industrie, à savoir si elle est en période de marasme, stable ou en plein essor.

Ces vérifications concordent avec celles utilisées dans la jurisprudence canadienne et sont supposées être appliquées aux circonstances propres au régime de la distribution double dans l'industrie pétrolière.

L'on peut voir au tableau 3 le coût estimatif pour les débouchés *marginaux* qui s'appliquerait selon la vérification du coût 2 ci-dessus (c'est-à-dire à 3,5 millions de litres, une marge brut de 0,0301 $/l). Les coûts qui y sont supérieurs, au tableau 3, correspondent aux niveaux des coûts auxquels on pourrait aboutir en appliquant la vérification 2, compte tenu de la part de l'investissement dans les installations incluses dans le calcul des coûts (c'est-à-dire, à 3,5 millions de litres, entre 0,03 $/l à un débouché marginal et 0,044 $/l à 100 p. 100 du coût de remplacement).

Comme nous l'expliquerons ci-après, la limite inférieure de la gamme dans la vérification des coûts 2 convient parfaitement pour déterminer si les *Majors* ont comprimé la marge bénéficiaire de leurs concessionnaires. Cette question est examinée à la section suivante. Cela est suivi d'une discussion, à la section 7, où l'on compare les marges des indépendants aux coûts combinés détail-gros en se servant à la fois de la limite inférieure et d'un point intermédiaire de la gamme de coûts selon la vérification 2. Le fait de ne pas satisfaire à la vérification assez peu rigoureuse que constitue la limite inférieure de la gamme soulève des doutes quant au fonctionnement des marchés de gros.

6. Les marges bénéficiaires des concessionnaires

La présente partie vise à répondre à l'intérêt du public envers les marges bénéficiaires réalisées par les concessionnaires et, en outre, à comparer celles-ci aux coûts engagés aux points de vente exploités par les *Majors* selon les grandes lignes dont il a été question à la section précédente.

Le principal facteur déterminant des marges bénéficiaires des concessionnaires a été l'existence des programmes de soutien. Ces marges ont été fonction, dans beaucoup de secteurs et pendant de longues périodes, du montant de soutien accordé par les raffineurs. L'on peut voir au tableau 4 pour les débouchés de style traditionnel et au tableau 5 pour les libres-services le degré de soutien accordé aux concessionnaires de diverses villes canadiennes entre octobre 1984 et octobre 1985. Le montant maximum pour les libres-services était de 0,025 $/l et pour les débouchés traditionnels, de 0,03 $/l. Le fait que, à l'exception de Petro-Canada (et auparavant Gulf), les raffineurs tendent à exploiter leurs propres libres-services signifie qu'en fait une proportion relativement petite de ce genre de stations-service ont bénéficié d'un soutien, même dans les secteurs où il y avait assez peu de différence entre les prix de détail et les prix livrés au camion-citerne[9].

---

9. Pour la tenue de livres, les débouchés exploités par les sociétés pétrolières étaient aussi considérés comme jouissant d'un «soutien».

Tableau XVI-4

Marges bénéficiaires* des débouchés traditionnels au détail sur l'essence ordinaire au plomb dans certaines villes, 1984 et 1985
(en cents le litre)

	Oct. 1984	Nov.	Déc. 1984	Janv. 1985	Fév.	Mars	Avr.	Mai	Juin	Juil.	Août	Sept.	Oct. 1985	Marges moyennes**
St. John's	4,0	2,4	3,8	3,3	3,5	3,6	3,9	3,9	4,3	4,2	4,2	4,2	4,2	3,9
Charlottetown	5,2	3,4	5,1	4,2	4,5	4,4	3,5	3,4	4,4	4,2	4,2	4,4	4,4	4,3
Halifax	4,3	3,2	4,7	4,1	4,2	4,1	4,2	4,2	4,4	4,4	4,2	4,2	4,2	4,2
Saint-Jean (N.-B.)	(1,5)	(2,2)	1,3	0,4	1,4	1,8	(2,2)	(3,3)	(4,1)	(3,8)	(1,3)	1,1	3,3	3,0
Montréal	4,0	2,3	3,3	2,9	3,3	3,3	2,7	1,0	1,1	1,1	0,9	0,5	0,4	3,1
Ottawa	(1,7)	(1,8)	(1,4)	(1,3)	(1,0)	(1,4)	(0,9)	(1,0)	(1,2)	(2,1)	(3,4)	(2,0)	(1,8)	3,0
Toronto	(4,9)	(2,3)	(1,8)	(0,7)	(1,8)	(2,1)	(3,2)	(5,2)	(4,3)	(6,1)	(4,2)	(3,2)	(2,9)	3,0
Winnipeg	2,4	(3,3)	(4,8)	(1,6)	(5,8)	(2,3)	1,2	2,6	1,1	(1,1)	(3,5)	0,4	1,4	3,0
Regina	3,8	2,8	3,9	3,7	4,1	3,9	4,3	4,3	4,3	4,3	(0,4)	0,7	0,8	3,7
Calgary	2,1	0,9	1,9	1,3	1,2	1,1	0,8	1,7	3,4	3,4	3,4	2,8	3,2	3,1
Vancouver	2,4	1,7	2,7	2,1	0,7	(3,9)	2,8	2,8	2,8	2,6	3,4	3,4	3,6	3,1

* Marge des détaillants. Prix à la pompe moins prix livré au camion-citerne. Les marges en italique ont vraisemblablement été soutenues par les raffineurs-fournisseurs jusqu'à concurrence de 0,03 $/l à compter d'avril 1984.

** Pour calculer la marge moyenne, l'on suppose que les concessionnaires ont bénéficié d'un soutien allant jusqu'à 0,03 $/l les mois où ils n'auraient pas réalisé ce montant sans un soutien.

Source: Énergie, Mines et Ressources.

Tableau XVI-5

Marges bénéficiaires* des libres-services au détail sur l'essence ordinaire au plomb dans certaines villes, 1984 et 1985 (en cents le litre)

	Oct. 1984	Nov.	Déc. 1984	Janv. 1985	Fév.	Mars	Avr.	Mai	Juin	Juil.	Août	Sept.	Oct. 1985	Marges moyennes**
St. John's	2,0	0,7	2,1	1,2	1,5	1,6	1,4	1,4	1,5	1,5	1,4	1,5	1,5	2,5
Charlottetown		non déclaré		2,3	2,4	2,6	2,0	2,0	2,9	2,8	2,8	2,9	2,9	2,7
Halifax		non déclaré												
Saint-Jean (N.-B.)		non déclaré												
Montréal	3,8	2,0	3,0	2,5	3,0	2,9	1,7	0,2	0,1	0,1	(0,1)	(0,1)	(0,1)	2,7
Ottawa	(1,8)	(2,0)	(1,5)	(1,7)	(1,2)	(1,7)	(1,1)	(1,1)	(1,4)	(2,3)	(3,2)	(2,4)	(1,8)	2,5
Toronto	(4,8)	(2,3)	(2,1)	(1,5)	(2,2)	(2,0)	(3,6)	(5,2)	(4,5)	(6,2)	(4,7)	(4,1)	(3,4)	2,5
Winnipeg	2,0	(4,1)	(5,4)	(2,2)	(6,3)	(4,3)	0,7	2,1	0,5	(1,6)	(4,0)	0,2	1,7	2,5
Regina	3,4	2,3	3,3	3,1	3,7	4,1	3,7	3,9	3,7	3,7	(2,1)	0,1	0,1	3,3
Calgary	1,0	(0,5)	0,6	(0,1)	(0,4)	(0,4)	0,3	1,0	2,9	2,9	2,9	2,5	2,6	2,6
Vancouver	2,1	1,4	2,4	2,0	0,4	(4,5)	2,5	2,5	2,5	2,4	3,1	3,1	3,3	2,7

* Marge des détaillants: Prix à la pompe moins prix livré au camion-citerne. Les marges en italique ont vraisemblablement été soutenues par les raffineurs-fournisseurs jusqu'à concurrence de 0,025 $/l à compter d'avril 1984.

** Pour calculer la marge moyenne, l'on suppose que les concessionnaires ont bénéficié d'un soutien allant jusqu'à 0,025 $/l les mois où ils n'auraient pas réalisé ce montant sans un soutien.

Source: Énergie, Mines et Ressources.

Entre octobre 1984 et octobre 1985, Regina était la seule ville où la marge moyenne aux libres-services, soit 0,033 $/l, était de beaucoup supérieure au niveau maximum de soutien. A Ottawa, Toronto et Winnipeg, les prix de détail n'ont, en aucun mois, dépassé le prix livré par plus de 0,025 $/l. Dans les autres villes, la marge au détail était supérieure à 0,025 $/l certains mois, mais la marge moyenne la plus élevée, au cours de la période de 13 mois, était de 0,027 $/l.

La situation n'était pas différente pour les débouchés offrant des services complets, sauf que les marges bénéficiaires des concessionnaires étaient de beaucoup supérieures aux niveaux de soutien maximums à St. John's, Charlottetown et Halifax. Encore une fois, les marges à Regina étaient aussi fort supérieures au niveau de soutien maximum de 0,03 $/l.

Cependant, les marges mesurées ne traduisent pas réellement les marges réalisées par les concessionnaires. Dans les cas où ceux-ci sont propriétaires de leur propre emplacement (et parfois des améliorations qui s'y trouvent) et concluent un contrat rétrolocation avec les raffineurs, ils reçoivent normalement une indemnisation qui s'ajoute au soutien ou à la différence entre le prix de détail et le prix livré. Les mesures d'incitation offertes en vertu d'un contrat rétrolocation dépendent évidemment de la concurrence entre les concessionnaires et de la valeur des emplacements. La diminution brusque du nombre de débouchés, depuis quelques années, laisse croire que ces mesures d'incitation ont aussi, en moyenne, été réduites. Les indemnisations prévues aux contrats de rétrolocation conclus en 1980 et 1982, et présentés comme éléments de preuve à l'enquête, valaient entre 0,007 $ et 0,008 $/l. Compte tenu de la variabilité des indemnisations, ce montant ne nous donne qu'une approximation du soutien qui s'ajoute aux marges bénéficiaires mesurées des concessionnaires qui possèdent leurs propres stations-service. Une autre méthode consisterait à déduire le rendement du capital investi dans l'emplacement des *Majors* au tableau 3. Cela réduirait de 0,006 $ à 0,007 $/l les coûts à appliquer aux marges bénéficiaires des détaillants, sans compter les paiements reçus pour la signature du contrat de première location.

Si l'on ajoute les mesures d'incitation accordées aux détaillants parties à des contrats de rétrolocation, l'on constate que les marges bénéficiaires des concessionnaires de libres-services, dans les secteurs où ceux-ci bénéficiaient de soutien, étaient d'environ 0,032 $/l. Les estimations fournies au tableau 3 des coûts moyens aux débouchés marginaux et aux débouchés où 50 p. 100 du coût de remplacement du capital est inclus étaient les suivantes, après déduction des frais estimatifs de possession des stocks.

Millions de litres par année	3,5	4,0	4,5
Débouchés marginaux	2,87	2,54	2,31
50 % du coûts de remplacement	3,79	3,35	3,03

Si l'on compare les marges bénéficiaires des concessionnaires aux coûts de vente au détail des sociétés pétrolières, le niveau de coût qu'il convient d'utiliser comme jalon est celui des débouchés marginaux, plus un certain investissement dans l'amélioration de l'emplacement, comme le pavage, puisqu'en vertu des contrats de rétrolocation les grandes sociétés pétrolières ont généralement financé les réservoirs et le matériel. Par rapport à ce jalon, les montants de soutien majorés des incitations accordées en vertu des contrats de rétrolocation étaient supérieurs aux coûts moyens des *Majors* à tous les niveaux réalistes de débit[10]. Ces données ne justifient pas les craintes selon lesquelles le niveau de soutien accordé aux concessionnaires aurait resserré leurs marges bénéficiaires.

Sauf pour les villes des provinces de l'Atlantique et, à un moindre degré, Regina, où les marges bénéficiaires au détail des débouchés traditionnels étaient relativement élevées, les différences moyennes entre les marges des débouchés traditionnels et des libres-services variaient entre 0,004 $/l et 0,005 $/l, soit à peu près la différence entre le soutien versé aux débouchés offrant des services complets et celui offert aux libres-services. Pour les raisons énoncées dans la section précédente de ce chapitre, la Commission ne juge pas utile d'effectuer une estimation des coûts moyens aux débouchés qui vendent des biens et services autres que l'essence. L'on ne sait donc pas si l'écart entre les marges bénéficiaires des débouchés traditionnels et des libres-services était suffisant pour compenser la différence entre leurs coûts moyens. D'après l'estimation interne des coûts d'Impériale signalée au tableau 3, la différence entre les coûts dépasse largement 0,01 $/l même avant de tenir compte du rendement du capital. Cet écart est sans aucun doute attribuable à la différence importante entre les volumes moyens des ventes des deux genres de débouchés.

7. Les marges brutes des indépendants sur les ventes d'essence au détail

La Commission s'est penchée sur les marges brutes que peuvent réaliser les indépendants dans les marchés de l'Est du Canada[11], représentés par Montréal et Toronto, suivant des allégations de la part du Directeur des enquêtes et recherches et en réponse aux plaintes présentées par des

---

10. Cette conclusion dépend évidemment des hypothèses sur le coût faites pour le tableau 3, spécialement de celle portant sur le coût du capital.

11. Bien que la Commission ait reçu des plaintes des indépendants de la Colombie-Britannique, les données dont elle disposait ne lui ont permis d'examiner que les marges brutes des indépendants de l'Est du Canada.

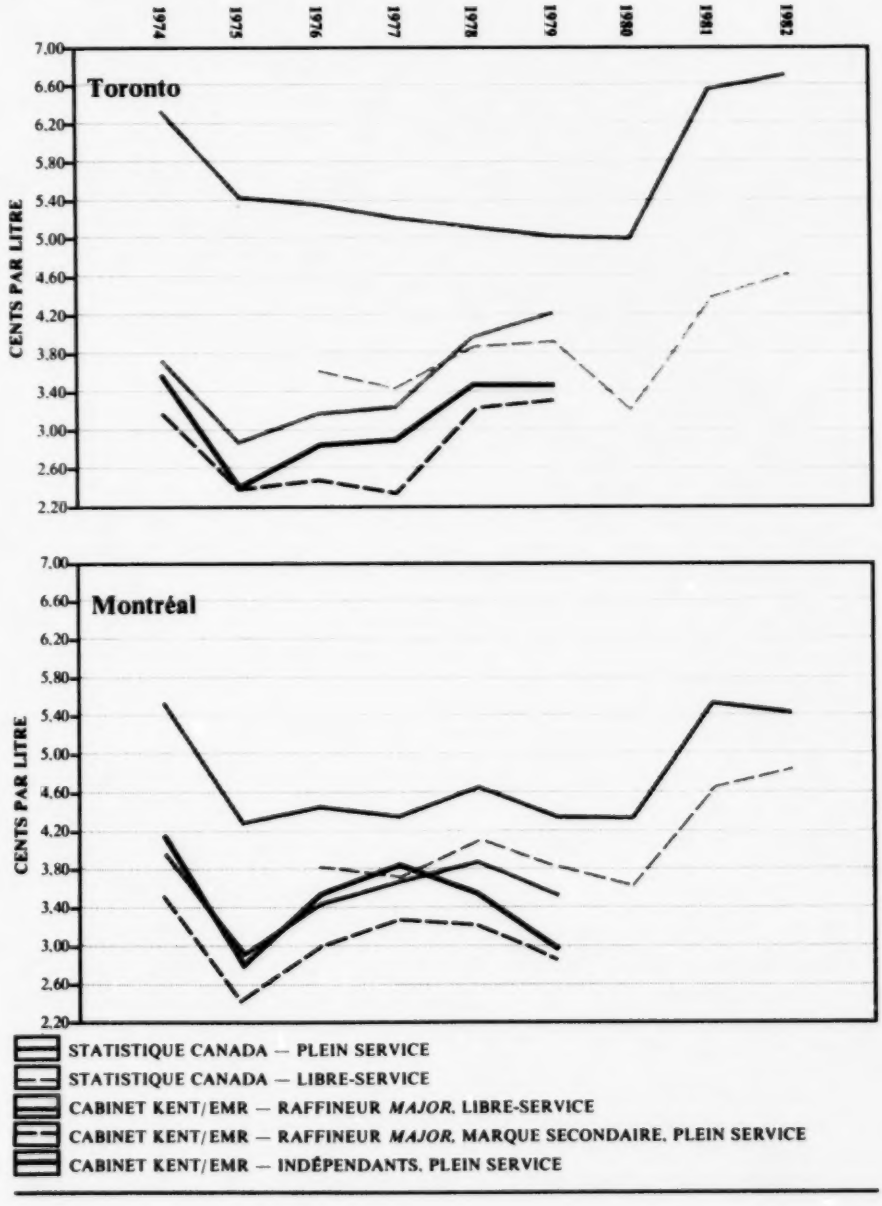
indépendants et selon lesquelles les raffineurs-fournisseurs fixaient des prix de gros ou de détail propres à les acculer à la faillite. A la fin de son témoignage devant la Commission, le Directeur a fait valoir que les raffineurs avaient constamment eu pour politique de défavoriser les indépendants en offrant des prix d'approvisionnement préférentiels à certaines catégories de détaillants, par exemple aux détaillants du réseau des producteurs ou aux distributeurs d'une marque secondaire, ou encore aux détaillants indépendants exploitant en vertu de contrats d'approvisionnement à long terme ou en vertu de contrats d'agence spéciaux accordant diverses garanties quant à la marge au litre en contrepartie d'une mainmise partielle ou complète sur l'établissement des prix.

Les annexes K et L renferment des tableaux sur les marges brutes ainsi que des explications des données et des méthodes utilisées. Compte tenu du taux élevé d'inflation au cours de la période visée, l'on ne peut vraiment comparer les différentes marges mesurées en dollars actuels. Les marges exprimées en dollars constants de 1981 se comparent mieux sur l'ensemble de la période même si l'indice utilisé n'est pas parfait. Sauf indication contraire, les affirmations au sujet des marges brutes portent sur les montants rajustés pour tenir compte de l'inflation.

L'on peut voir aux figures 4A et 4B les marges brutes annuelles moyennes réalisées sur l'essence au plomb ordinaire à Montréal et à Toronto de 1974 à 1982. Les marges brutes correspondent à la différence entre les prix de détail de points de vente choisis dans ces deux villes et les prix de gros, ceux-ci équivalant aux ventes réalisées par le raffineur auprès des indépendants, après avoir tenu compte des montants de soutien accordés. Les prix de détail incluent les prix moyens annuels des libres-services fournis par Statistique Canada et les moyennes annuelles simples des prix à la pompe des principaux libres-services nationaux, des principaux débouchés traditionnels nationaux distributeurs d'une marque secondaire et des indépendants offrant des services complets, fondées sur les données relatives au prix à la pompe de chacun des débouchés au détail inclus dans le sondage effectué par Kent Marketing Services.

La représentation sous forme graphique, aux figures 4A et 4B, de certaines des moyennes arithmétiques que renferme l'annexe L offre une précision qui peut induire en erreur. Pour tenter de simplifier, il faut laisser pour compte les variations dans les prix de gros et de détail. La variabilité de ces derniers apparaît généralement comme un problème éventuel à cause de la rapidité avec laquelle les prix de détail changent et du fait que les grandes villes comme Montréal et Toronto consistent en plusieurs marchés interreliés entre lesquels il peut en tout temps exister des différences appréciables quant

FIGURE XVI-4.
Marges bénéficiaires annuelles brutes accessibles aux revendeurs indépendants d'essence ordinaire au plomb, pour certaines années entre 1974 et 1982,
en cents constants de 1981, par litre — Toronto et Montréal.



aux prix[12]. Plus spécialement, l'on ne peut conclure que le fait que les prix moyens des distributeurs de marques secondaires et des libres-services des *Majors* (à Montréal, jusqu'en 1978) étaient inférieurs à ceux des indépendants indique que ces différences se produisaient dans les marchés où ces débouchés se faisaient directement concurrence. Beaucoup d'indépendants fixaient le même prix que les *Majors*, ce qui, dans certains marchés, voulait dire que les prix correspondaient à ceux des débouchés traditionnels, avec pour résultat que les prix moyens des indépendants dans des grandes villes comme Montréal et Toronto étaient supérieurs aux prix moyens des distributeurs d'une marque secondaire et des libres-services dont les prix correspondaient à ceux des indépendants aux prix moins élevés. De plus, une bonne partie de la variation des prix de gros apparaît dans les différences entre les réalisations moyennes des vendeurs, entre les réalisations moyennes provenant des ventes aux clients les plus importants et les plus petits, et dans la gamme des prix de gros signalés dans *Oil Buyers Guide* où des différences entre prix allant jusqu'à 0,05 $/l en un mois apparaissent au début des années 1980. Il était plutôt rare de rencontrer un écart aussi important, mais non pas des différences de l'ordre de 0,02 $/l. La variation dans les prix de gros semble toutefois liée à l'importance des marges possibles, ce qui signifie que cette variation était beaucoup plus limitée durant les périodes où les marges étaient plus resserrées.

Les différences entre les prix versés par les acheteurs de différents types et (ou) de différentes tailles peuvent éventuellement revêtir une certaine importance. Comme on peut le voir au tableau 7 dans les pages suivantes, les entreprises plus petites ont généralement versé des prix beaucoup plus élevés entre 1979 et 1983. Si cela s'est produit auparavant, il faut en conclure que les marges qu'ont pu réaliser les petits indépendants étaient inférieures à celles indiquées aux figures 4A et 4B.

Les figures 4A et 4B permettent uniquement de déceler les grandes tendances de l'industrie. Une analyse de la situation de certains indépendants et raffineurs précis exigerait des données beaucoup plus détaillées.

Un examen des marges présentées au tableau 4 de l'annexe L pour tous les différents types de débouchés permet de constater que les marges se sont brusquement rétrécies à Toronto entre 1973 et 1975. Cette dernière année a été particulièrement difficile pour les indépendants si l'on examine la plupart des marges données à la figure 4B. Malgré une certaine reprise, les marges

12. L'effet de cette variabilité dans l'échantillonnage des prix de détail apparaît clairement lorsqu'on compare les prix annuels moyens des libres-services tirés des sondages du cabinet Kent à ceux obtenus auprès de Statistique Canada.

Tableau XVI-6

Détermination des cas où les marges brutes pouvant être réalisées par les diverses catégories d'indépendants en 1980 étaient inférieures aux coûts combinés de gros-détail d'Impériale dans les libres-services en 1981

A. Montréal

	Libres-services	
Coût du capital	(10 %)	(Impériale)
Deux plus gros indépendants		
– Débouché marginal		
– 50 % du remplacement		
Indépendants regroupés		
– Débouché marginal		
– 50 % du remplacement		X
Deux plus petits indépendants		
– Débouché marginal	X	X
– 50 % du remplacement	X	X

B. Toronto

	Libres-services	
Coût du capital	(10 %)	(Impériale)
Deux plus gros indépendants		
– Débouché marginal		
– 50 % du remplacement		
Indépendants regroupés		
– Débouché marginal	X	
– 50 % du remplacement		X
Deux plus petits indépendants		
– Débouché marginal	X	X
– 50 % du remplacement	X	X

Sources: Pièce M-623 (Impériale) et tableau XVI-7 du présent Rapport.

sont restées à un niveau relativement faible jusqu'en 1978, et elles ont diminué à nouveau en 1980.

A Montréal, l'on a enregistré une diminution brusque semblable de toutes les marges entre 1973 et 1975. Après 1975, la reprise a toutefois été plus vigoureuse qu'à Toronto.

Les marges indiquées aux figures 4A et 4B sont en fait sous-estimées puisqu'elles ne correspondent qu'aux ventes d'essence au plomb ordinaire; en effet, d'après les renseignements que l'on possède, celles-ci tendent à être inférieures à celles réalisées grâce à la vente d'autres catégories d'essence (voir le tableau 7 ci-dessous). L'écart a sans doute été plus important à Montréal qu'à Toronto, les ventes d'essence super ayant été plus élevées au Québec qu'en Ontario.

Les estimations de coûts permettant de comparer les marges brutes qu'ont pu réaliser les indépendants vers le milieu des années 1970 ne font pas partie des éléments de preuve. Les estimations internes de coûts d'Impériale pour 1981 permettent toutefois de comparer les marges moyennes des indépendants en 1980, dernière année, selon les données disponibles, où les marges étaient relativement faibles. L'estimation de coûts d'Impériale a été quelque peu modifiée avant d'être appliquée. Pour éviter de faire un compte double, la Commission a exclu les investissements consentis dans les terminaux et les camions ainsi que le capital employé au niveau du gros, étant donné qu'elle ajoutait un élément distinct pour les frais de transport aux estimations d'Impériale. Il fallait de toute façon exclure l'investissement dans les terminaux qu'Impériale doit consentir lorsqu'elle vend aux indépendants. D'autres frais d'administration et de comptabilité engagés lors des ventes aux indépendants étaient aussi inconnus. Sans ces frais, la norme de coûts se trouve surestimée jusqu'à un certain point. Pour compenser, l'on a donc déduit, au moment de préparer le tableau 6, la somme de 0,002 $/l des coûts d'Impériale. Les résultats présentés au tableau 6 sont passablement sensibles aux variations à la hausse de ces frais de comptabilité et d'administration. Le tableau ne change pas si l'on part d'une hypothèse de coût de 0,001 $/l, mais à 0,0035 $/l deux observations relatives aux indépendants regroupés s'en trouvent exclues, à savoir celle pour Montréal et celle pour Toronto.

Pour préparer les comparaisons présentées au tableau 6, l'on a ajouté des frais de publicité et de promotion de 0,0018 $/l et des frais de transport de 0,0036 $/l aux estimations de coûts d'Impériale, qui ne tenaient pas compte de ces éléments. La Commission s'est aussi servie de son estimation de 10 p. 100 pour le coût réel du capital en 1980 ainsi que le taux nominal

employé par les analystes d'Impériale[13]. Les autres éléments du coût ont été ramenés aux coûts de 1980 à l'aide de l'indice des prix à la consommation.

Le tableau 6 fait état de la comparaison entre les marges brutes de 1980 présentées au tableau 7 et les estimations internes d'Impériale des coûts de gros et de détail combinés pour les ventes réalisées en 1981 par les libres-services. La Commission ne juge pas utile de discuter en détail des estimations d'Impériale et elle a tout simplement indiqué où les marges possibles étaient inférieures à l'une ou l'autre des diverses estimations de coûts.

Les marges brutes pouvant être réalisées par les indépendants les plus petits étaient particulièrement faibles par rapport aux coûts estimatifs des débouchés marginaux à Montréal et Toronto. Ce n'est qu'en appliquant le coût du capital utilisé par les auteurs de l'étude sur les coûts d'Impériale que les marges des autres catégories d'acheteurs sont faibles par rapport aux lignes directrices des coûts identifiées ci-haut dans ce chapitre. Selon la Commission, ce coût du capital est beaucoup trop élevé pour les fins de la présente analyse, étant donné qu'Impériale a utilisé un taux nominal et qu'il conviendrait plutôt d'utiliser le taux réel (voir le tableau 3, note 1). De toute façon, d'après ces résultats, il est certes possible qu'une ou plusieurs catégories d'indépendants aient enregistré dans les années 1970 (lorsque les marges mesurées en dollars constants étaient relativement faibles) des marges inférieures aux coûts combinés de gros ou de détail des raffineurs aux libres-services.

D'après les estimations de coûts d'Impériale pour 1981, et compte tenu de l'inflation, il semble qu'après 1980 les marges annuelles moyennes pouvant être réalisées par les indépendants et présentées au tableau 6 aient été relativement bonnes, sauf pour les plus petits indépendants. Évidemment, le tableau 7 cache les fluctuations considérables des marges mensuelles enregistrées durant les guerres de prix de 1983. Certains mois, au printemps, les marges ont été presque nulles ou même négatives. Cela a été compensé par des marges très élevées les mois suivants, ce qui laisse croire que les indépendants bénéficiaient de paiements décalés de soutien des marges.

Les marges que pouvaient réaliser les indépendants les plus petits à Toronto et à Montréal étaient régulièrement faibles et se situaient sous les lignes directrices de la Commission ci-haut indiquées. Signalons toutefois que

---

13. Le chiffre est nécessairement arbitraire puisqu'en 1980 nous traversions une période de transition pendant laquelle les taux d'intérêt réels ont augmenté rapidement.

Tableau XVI-7

Marges brutes annuelles moyennes sur l'essence pouvant être réalisées par les indépendants par rapport aux prix aux libres-services des *Majors*, 1979 à 1983 (en cents constants de 1981 par litre)

		Agglomération de Toronto		Agglomération de Montréal	
		Ordinaire au plomb	Ordinaire sans plomb	Ordinaire au plomb	Ordinaire sans plomb
	1979	3,1	4,0	3,8	4,6
Les deux	1980	4,1	4,5	4,4	5,0
indépendants	1981	4,7	5,3	5,1	5,9
les plus gros	1982	5,0	5,6	5,4	6,4
	1983	6,3	6,6	5,6	5,9
	1979	2,5	2,5	2,3	2,7
Les deux	1980	1,8	1,3	2,5	2,6
indépendants	1981	2,9	2,6	2,7	3,8
les plus	1982	4,2	4,5	3,2	4,2
petits	1983	2,6	3,2	2,8	4,3
	1979	3,9	4,7	4,3	5,1
Indépendants	1980	3,4	3,6	3,7	4,6
regroupés	1981	4,2	4,3	4,8	5,5
	1982	4,4	4,7	5,0	6,0
	1983	5,6	5,5	4,6	4,9

Source: Tableaux 16 et 18, annexe L.

les circonstances entourant ces opérations sont inconnues et qu'il serait donc injuste de tirer des conclusions sur le comportement abusif en se fondant sur l'information coût-prix apparaissant plus haut sans tenir compte de d'autres facteurs pertinents mentionnés auparavant à la section 5(c).

Les données de Kent Marketing Services (annexe J, tableau 13) suggère que le nombre de petits indépendants a diminué de façon spectaculaire dans la plupart des centres, sauf pour Montréal, entre 1974 et 1984. La Commission ne sait pas si ces retraits étaient attribuables aux prix de gros relativement élevés ou à d'autres facteurs. Elle n'a pas reçu de plaintes précises d'indépendants de cette catégorie (bien qu'elle en ait reçu de revendeurs de mazout). D'ailleurs, il est difficile de voir comment une entreprise pourrait survivre bien longtemps avec des marges comme celles réalisées par les indépendants les plus petits et résumées au tableau 7.

8. Le rendement des ventes des raffineurs aux clients commerciaux/industriels et aux indépendants

Les tableaux 8 et 9 résument, pour l'essence au plomb ordinaire et l'essence ordinaire sans plomb respectivement, les différences quant au rendement net des ventes de deux raffineurs à des clients commerciaux/industriels (C/I) et à des indépendants dans l'Est et dans l'Ouest du Canada. Les sources de données utilisées, les méthodes employées et des résultats plus complets, exprimés en tableaux, sont présentés aux annexes K et L.

Ces comparaisons ont pour but de déterminer si les raffineurs ont, en une période plus ou moins longue, exigé des clients C/I des prix inférieurs, déduction faite des coûts de livraison, à ceux demandés des revendeurs indépendants. Il n'y a évidemment rien d'illégal au fait d'exiger d'un groupe de clients un prix inférieur à celui demandé d'un autre groupe, si les deux ne se font pas concurrence. L'on peut toutefois mettre en doute, avec raison, le fonctionnement des marchés si les rendements nets provenant d'un groupe de clients (avec courbes de demande fort élastiques puisqu'ils sont agressifs et souvent de gros acheteurs) sont toujours plus élevés que ceux réalisés grâce à un autre groupe de clients.

Pour interpréter les résultats, il faut tenir compte de plusieurs aspects signalés par les raffineurs. Les marchés conclus avec les clients C/I portent généralement sur une période minimum d'une année et prévoient soit un rabais soit un prix pouvant être augmenté en raison des hausses du brut ou des taxes[14]. Cela signifie que les hausses ou les diminutions des prix du marché (et du rendement des raffineurs) sont considérablement décalées dans les marchés C/I; seuls les marchés qui viennent d'être signés ou renégociés traduisent les prix du marché actuel. Par contre, certains indépendants ont toujours hésité à conclure des marchés à long terme et préféré leur liberté de magasiner[15]. Autrement dit, les hausses et les baisses de prix (et de rendement) se reflètent plus immédiatement dans les ventes aux indépendants que dans celles aux clients C/I. Il a également été affirmé que, en raison du jeu de la concurrence, le rendement des raffineurs provenant du secteur C/I tombe parfois à des niveaux marginaux et qu'alors les indépendants ne peuvent eux aussi s'attendre à un rendement marginal du secteur C/I.

---

14. Certains marchés conclus avec le secteur C/I ont une durée de cinq ans, mais le rabais ou le prix doit être renégocié chaque année.

15. Ceci semble s'être surtout appliqué au secteur du mazout léger qui compte beaucoup de petits acheteurs de gros; ceci vaut moins en ce qui concerne le secteur de l'essence où il y a plusieurs contrats à long terme qui s'appliquent à une grande part du marché de gros.

Il faut aussi se montrer prudent en raison de l'envergure de la catégorie des clients C/I et de l'étendue des aires géographiques qu'englobent les données.

Il se peut que les données annuelles fournies par les raffineurs ne soient pas représentatives de périodes plus courtes. D'après les données fournies par Énergie, Mines et Ressources sur le rendement mensuel de l'industrie pour l'essence au plomb ordinaire, de janvier 1982 à février 1984, le rendement mensuel au Québec provenant des ventes aux clients C/I était inférieur à celui provenant des ventes aux indépendants entre juillet 1982 et février 1983 et entre août 1983 et février 1984. L'on a constaté une courbe semblable pour l'Ontario, en 1983-1984 et trois autres mois en 1982-1983.

Les tableaux 8 et 9, sauf pour quelques exceptions faites en Ontario, au Québec et dans les provinces de l'Atlantique indiquent que le rendement annuel moyen en 1979 sur les ventes aux clients C/I a dépassé celui réalisé grâce aux ventes aux indépendants, ce qui laisse croire que les marchés fonctionnaient bien.

Tableau XVI-8

Marge de gros implicite pouvant être réalisée par les indépendants sur les ventes d'essence ordinaire au plomb au secteur commercial/industriel, 1973 à 1982, (en cents constants de 1981 par litre)

Année	Provinces de l'Atlantique et Québec	Ontario	C.-B. et Prairies
1973	0,23	(0,23)	1,44
1974	(0,55)	0,54	0,83
1975	1,44	0,88	1,78
1976	1,97	1,23	2,27
1977	1,85	0,71	1,77
1978	1,74	1,26	1,69
1979	0,57	0,56	1,68
1980	1,64	1,25	2,68
1981	2,82	1,90	2,39
1982	1,96	1,03	2,08

Note: Pour tenir compte des frais de livraison, l'on a déduit 0,004 $/l en dollars de 1981 des données relatives au rendement provenant des ventes aux clients commerciaux/industriels, rajustées en fonction de l'inflation, qui ont été utilisées pour ces calculs.

Source: Partie C, tableau 5, annexe L.

Tableau XVI-9

Marge de gros implicite pouvant être réalisée par les indépendants sur les ventes d'essence ordinaire sans plomb au secteur commercial/industriel, 1973 à 1982, (en cents constants de 1981 par litre)

Année	Provinces de l'Atlantique et Québec	Ontario	C.-B. et Prairies
1973	6,40	3,03	n.d.
1974	1,80	2,82	1,09
1975	1,55	2,66	2,11
1976	1,54	1,58	2,50
1977	1,77	1,17	2,37
1978	1,75	0,41	1,47
1979	0,72	(0,34)	1,50
1980	1,96	0,58	2,36
1981	3,21	0,98	2,56
1982	2,31	0,64	2,19

Note: 1. Les données pour la période 1973 à 1977 ne s'appliquent qu'à Gulf.

2. Pour tenir compte des frais de livraison, l'on a déduit 0,004 $/l en dollars de 1981, des données relatives au rendement provenant des ventes aux clients commerciaux/ industriels, rajustées en fonction de l'inflation, qui ont été utilisées par ces calculs.

Source: Partie C, tableau 6, annexe L.

9. Les guerres de prix et la concurrence par les prix

Les guerres de prix se retrouvent seulement en situation d'oligopole, c'est-à-dire lorsqu'il y a peu de concurrents. Bien que l'on associe fréquemment un régime d'oligopole à la stabilité des prix, surtout lorsque les rabais cachés ne sont pas possibles, cela peut aussi produire l'instabilité sur le plan des prix. L'existence de la stabilité ou de l'instabilité des prix dépend de l'avantage apparent pour une ou plusieurs entreprises de tenter d'améliorer leur situation relative en réduisant leurs prix et de l'acceptation de ces initiatives par d'autres entreprises. L'on associe souvent un régime d'oligopole à la stabilité parce que, du point de vue tactique, il est facile de faire face à un cassage de prix. Conscientes de ce fait, les entreprises hésitent à réduire ouvertement leurs prix puisque tout avantage que cela pourrait leur donner serait de courte durée dans la mesure où leurs concurrents réagiraient promptement.

Dans d'autres structures de marchés, une modification des facteurs d'offre ou de demande entraîne une évolution graduelle ou rapide des prix à sens unique jusqu'à ce que ceux-ci correspondent aux conditions modifiées sous-jacentes du marché. Une guerre de prix résultant d'un conflit de

stratégies, comme un désaccord au sujet de l'écart qui doit exister entre les différents types de produits et services offerts, ne cessera que lorsque toutes les parties réussiront à s'entendre (peut-être de mauvaise grâce) sur un écart acceptable. Après une guerre de prix, ceux-ci reviennent ordinairement très vite aux niveaux où ils étaient avant le conflit.

Les guerres de prix de l'essence sont ordinairement liées à un excédent de capacité au niveau du raffinage ou du détail. Elles sont toutefois immédiatement attribuables à une tentative par un des vendeurs de modifier la relation entre ses prix au détail et ceux de ses concurrents. Une entreprise qui vend une des grandes marques peut tenter de réduire l'écart entre son prix et celui d'une entreprise qui vend la marque d'un indépendant (comme Gulf l'a fait ces dernières années), ou un indépendant peut essayer d'accroître son avantage sur le plan du prix (comme l'a fait Robo à Kitchener). Toute résistance à ces tentatives entraîne une série de réductions de prix.

Les guerres de prix qui durent assez longtemps ou qui se reproduisent pendant une longue période peuvent ordinairement être attribuées à la modification d'un facteur important qui sous-tend l'offre ou la demande. Une capacité excédentaire peut résulter de l'augmentation de la capacité des entreprises existantes ou de l'entrée d'un nouveau concurrent qui a de fortes répercussions sur le partage des ventes entre les fournisseurs établis. Elle peut aussi être le résultat d'une baisse des ventes due, par exemple, à un accroissement des coûts qui produit une augmentation des prix. L'importation de produits peut évidemment avoir les mêmes retombées.

La cause immédiate, et l'on pourrait aller jusqu'à dire la manifestation d'une guerre de prix, est un désaccord entre les vendeurs quant à l'écart qui doit exister entre leurs prix et, par conséquent, quant à la répartition des ventes entre eux. Lorsque la cause sous-jacente est une capacité excédentaire de raffinage et de ventes au détail comme cela a été le cas ces dernières années, il peut être très difficile de déterminer qui a tout d'abord tenté d'accroître (ou de réduire) les écarts. Dans d'autres cas, la lutte au sujet des écarts de prix peut résulter d'une tentative tactique ou stratégique d'une entreprise particulière de trouver sa place, comme cela peut se produire au moment de l'entrée d'une entreprise qui offre des produits et services différents (par exemple, le libre-service de Sunys ou de Gulf).

Mais dans les cas où les causes sous-jacentes persistent, les guerres de prix ont de bonnes chances d'éclater à nouveau. L'excédent de capacité qui est survenu après la baisse du chiffre de ventes dans les années 1979 à 1983 a suscité plusieurs fluctuations brusques de prix en 1982 et 1983. C'est ce que l'on peut voir clairement à la figure 5 où se trouve représentée l'évolution du prix moyen aux stations de style traditionnel moins le prix livré moyen pour

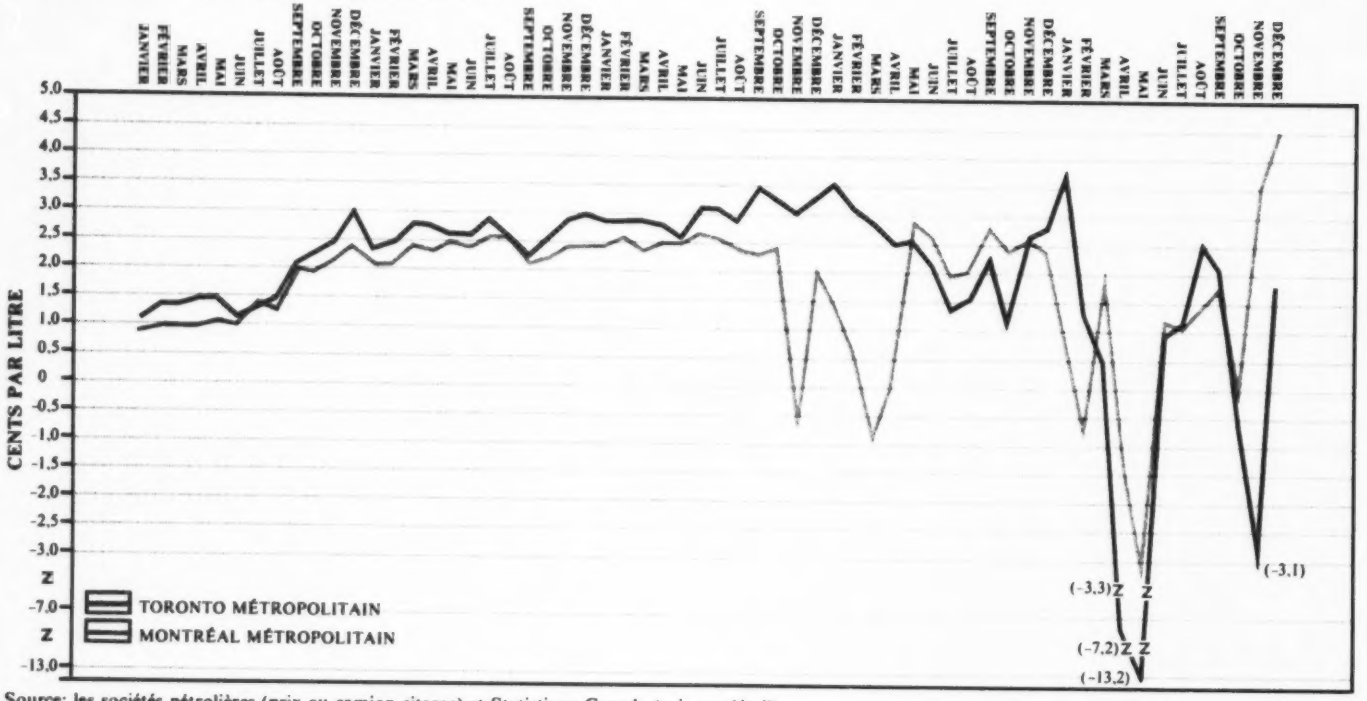
l'essence ordinaire au plomb à Toronto et Montréal. Même si les marges des détaillants étaient faibles pendant presque toute l'année 1982, il ne s'agissait vraiment pas d'une guerre de prix. Les prix faibles qui ont eu cours à Toronto au début de 1982 se sont répercutés surtout sur les marges des détaillants, et, vers la fin de l'année, cela aurait pu avoir des retombées sur la rentabilité des raffineurs puisqu'ils ont été appelés à assurer leur soutien. Mais comme les raffineurs-fournisseurs détenaient (et détiennent) désormais des parts importantes du marché de détail, leur rentabilité aurait souffert tout au cours de cette période de réduction des marges de ventes au détail.

L'accroissement des marges de ventes au détail qui s'est produit après octobre 1982 est un de ces phénomènes inexplicables qui se produisent dans le secteur de la commercialisation de l'essence. Les principaux facteurs qui entraînent une réduction des prix, comme la capacité excédentaire de raffinage et de commercialisation, existaient toujours lorsque les marges ont commencé à augmenter; l'on peut même dire que les facteurs contribuant à une baisse des prix étaient encore plus marqués. Il convient toutefois de signaler que le désir unanime des fournisseurs, exprimé publiquement, d'éviter une situation déficitaire n'a pas entraîné un relèvement durable des prix. En février 1983 ceux-ci ont à nouveau commencé à chuter, ce qui a entraîné une des guerres de prix sans doute les plus farouches jamais connues à Toronto. Les prix mensuels moyens ont diminué pendant quatre mois avec une baisse particulièrement brusque en avril et mai. La reprise prompte et spectaculaire qui a suivi n'a toutefois pas ramené les marges des détaillants à des niveaux supérieurs à ceux de soutien. Pour cela, il a fallu attendre le point fort de la reprise qui s'est produit au mois d'août et qui fut à nouveau suivi d'une dégringolade des prix et des marges.

Cette période mouvementée a été caractérisée par une réduction dans la capacité de raffinage à Montréal et par la mainmise sur le pouvoir de détermination des prix chez Sunys et chez d'autres agents par Impériale en mai 1983, comme nous en avons discuté à la section 4 du présent chapitre.

Malgré le relèvement des prix et des marges à Montréal après mai 1983, ce n'est qu'en décembre 1983 que les marges ont atteint des niveaux supérieurs à ceux donnant droit à un soutien et qu'elles y sont demeurées. L'on peut être tenté de lier le relèvement des prix à Montréal et au Québec en général aux fermetures de raffineries. L'utilisation de la capacité est passée de 78,4 p. 100 en 1982 à 89,6 p. 100 et 82,2 p. 100 les deux années suivantes. En Ontario, les taux d'utilisation pour les mêmes années étaient de 70,7, 80,7 et 85,5 p. 100 respectivement. L'on pouvait certes s'attendre que la baisse de la capacité excédentaire réduise la pression exercée sur les prix. L'on pouvait aussi prévoir une conséquence semblable en Ontario où les changements en chiffres absolus étaient aussi importants, mais où la reprise

FIGURE XVI-5.
La différence entre les prix moyens pour le plein service et les prix camion-citerne moyens payés par les détaillants, pour l'essence ordinaire au plomb, pour Toronto métropolitain et Montréal métropolitain, 1979 à 1983



Source: les sociétés pétrolières (prix au camion-citerne) et Statistique Canada (prix au détail)

est partie de plus bas. Cependant, quoique les fermetures de raffineries étaient probablement une condition nécessaire au relèvement des prix au Québec, la réduction de la capacité inutilisée ne suffit sans doute pas à expliquer le raffermissement des prix.

Étant donné que les guerres de prix ramènent les prix sous le coût moyen total et même sous le coût variable moyen, il n'est pas impossible qu'elles soient utilisées comme moyen stratégique de mettre au pas des concurrents faibles tels les indépendants. Toutefois, il est possible de réduire les marges que peuvent réaliser les indépendants sans entraîner pour les raffineurs des mesures spectaculaires et coûteuses comme celles qui sont associées à une guerre de prix. Selon la Commission, il n'est pas nécessaire que des guerres de prix soient coûteuses pour les indépendants si les prix de gros réagissent[16] ou répondent aux conditions au niveau de la vente au détail comme cela s'est produit en 1982 et 1983 au moment où des indépendants pouvaient réaliser des marges brutes favorables dans la plupart des mois (voir le tableau 7 ainsi que les tableaux 16 et 18 de l'annexe L).

10. Les différences de prix entre les régions

Les prix au détail, les taxes provinciales non comprises, varient considérablement d'une région à l'autre du pays. Certaines des différences peuvent être attribuables à celles qui existent entre les coûts de vente au détail et les frais de transport depuis les raffineries. Mais c'est l'importance des caractéristiques régionales et locales de la concurrence qui marque la période la plus récente. L'utilisation de la capacité des raffineries, dont on pourrait s'attendre qu'elle ait des répercussions généralisées à l'échelon régional, peut traduire des caractéristiques locales, les différents centres se ressentant à tout moment des tentatives des raffineurs d'écouler leurs produits par l'intermédiaire de leurs propres débouchés ou en offrant des remises par rapport au prix départ raffinerie. Il ressort également de l'expérience récente que des caractéristiques proprement locales peuvent revêtir une importance critique.

Les prix moyens pour la période visée de 14 mois sont donnés au tableau 10 ci-dessous. A moins qu'ils ne soient fonction de caractéristiques qui évoluent lentement, comme la taille du marché ou l'emplacement des raffineries, les écarts régionaux et locaux entre les prix sont probablement réversibles. Par conséquent, il faut considérer avant tout comme exemples les données que renferme le tableau 10 et la discussion qui suit.

---

16. L'on peut comparer cette situation à la baisse des prix du brut pendant l'hiver 1985-1986, laquelle semble rentable pour les raffineurs de la plupart des pays étant donné que les prix au gros et au détail accusent un retard par rapport à celle-ci.

L'on peut se rendre compte de l'importance des caractéristiques du marché local lorsque l'on compare les prix à Winnipeg à ceux d'autres villes de l'Ouest. Sauf pour la raffinerie Consumers' Co-operative située à Regina, les débouchés en Alberta, en Saskatchewan et au Manitoba sont desservis à partir de raffineries albertaines situées surtout à Edmonton. Le produit est acheminé vers l'est par pipeline. Ce n'est donc pas à des facteurs de logistique que l'on peut attribuer les prix inférieurs qui ont prévalu pendant certaines périodes à Winnipeg par rapport à ceux en vigueur à Regina, à Edmonton et à Calgary.

Tableau XVI-10

Prix moyens aux débouchés traditionnels et aux libres-services de l'essence ordinaire au plomb, taxe provinciale non comprise, dans diverses villes, novembre 1983 à décembre 1984

	Prix livré	Libres-services	Débouchés traditionnels
St. John's	41,2	43,20	45,31
Charlottetown	40,5	n.d.	44,86
Halifax	39,0	n.d.	42,88
Saint-Jean (N.-B.)	40,0	n.d.	41,28
Moncton	40,6	41,01	41,20
Québec	40,1	40,93	41,40
Montréal	39,8	42,40	42,77
Ottawa	40,1	39,12	39,39
Toronto	39,4	38,00	38,23
Kingston	39,9	37,48	38,07
London	39,5	36,28	36,32
Windsor	39,4	35,36	35,44
Thunder Bay	40,5	37,83	38,13
Winnipeg	38,7	38,70	39,25
Regina	38,3	41,42	41,85
Edmonton	38,0	39,95	40,34
Calgary	38,3	40,90	41,72
Vancouver	39,0	40,97	41,42

Sources: Énergie, Mines et Ressources pour le prix livré et la taxe provinciale et Statistique Canada pour les prix de détail.

Thunder Bay est approvisionnée depuis Sarnia par eau ainsi que depuis Winnipeg qui reçoit le produit par pipeline à partir d'Edmonton. Elle ne jouit d'aucun avantage quant à son emplacement si ce n'est peut-être qu'elle reçoit en définitive le produit de deux principaux points d'approvisionnement. C'est vraisemblablement le jeu de la concurrence locale qui explique ses prix par

rapport à ceux en vigueur dans les grands centres de l'Ouest. Bien que Sunys (dont certains débouchés situés à Thunder Bay appartenaient encore à M. Robillard après la vente des autres débouchés Sunys à Cencan) n'ait que deux stations-service, elle a augmenté son chiffre de ventes entre 1981 et 1984, c'est-à-dire à une époque où dans l'ensemble le chiffre de ventes était en baisse à Thunder Bay. Au cours de la même période, sa part globale du marché est passée de 8,1 à 8,7 p. 100. Sunys a été une entreprise vigoureuse sur les autres marchés et s'était taillée une part du marché beaucoup plus importante que celle que les indépendants peuvent généralement obtenir.

Les cas de Montréal et d'Ottawa sont eux aussi intéressants. Après le relèvement des prix en mai 1983, ceux-ci sont restés généralement fermes à Montréal par rapport à ceux en vigueur dans les villes de l'Ontario. La conséquence des fermetures de raffineries (février, mai et fin de 1983) sur les prix des produits a manifestement été un facteur important, qui a eu des répercussions sur l'utilisation de la capacité tant en Ontario qu'au Québec. (Nous discuterons au chapitre XIX des rajustements de l'offre au Québec.) Bien qu'il ressorte clairement des prix des produits et des taux de bénéfices des raffineurs de 1982 à 1984 qu'une capacité excédentaire considérable entraîne généralement une baisse des prix et des bénéfices, tendance que l'on peut combattre en réduisant la capacité, il demeure que les forces du marché local peuvent entraîner des écarts appréciables sur le plan des prix. Les cas de Montréal et Ottawa sont assez étonnants. Le fait que les prix soient plus élevés à Montréal constitue une anomalie pour quatre raisons: il s'agit d'un centre de raffinage important; le marché est étendu; l'on y trouve plusieurs fournisseurs indépendants; et, facteur lié aux deux derniers, Montréal est un port important ouvert aux navires océaniques, ce qui devrait l'assujettir plus facilement au jeu des produits importés moins coûteux. Par ailleurs, Ottawa est approvisionné grâce à un pipeline depuis Montréal et n'est pas loin de Toronto. Il s'agit d'un marché beaucoup plus petit que celui de Montréal et qui n'a pas aussi facilement accès aux produits importés. Pourtant, les prix y sont beaucoup plus bas qu'à Montréal. Ils semblent être liés plus étroitement à ceux qui sont en vigueur ailleurs en Ontario qu'à ceux exigés à Montréal, pourtant un de ses principaux points d'approvisionnement.

En Ontario généralement, les prix étaient plus bas qu'ailleurs au pays. Cela laisse croire que les caractéristiques du secteur du raffinage exercent une influence importante, bien que les écarts entre les prix dans la province démontrent que le jeu de la concurrence locale intervient aussi pour beaucoup.

En 1984, en plus des cinq raffineurs nationaux (Impériale, Shell, Petro-Canada, Gulf et Texaco), l'Ontario était desservie par Suncor et par Petrosar, un producteur pétrochimique non intégré verticalement. La

raffinerie de ce dernier a été construite en 1977 et a constitué une source d'approvisionnement d'essence pour les fournisseurs indépendants. L'on trouvait (et l'on trouve toujours) en Ontario plus de raffineurs que partout ailleurs au Canada.

Au cours des ans, beaucoup de régions de l'Ontario ont eu un contingent important de fournisseurs indépendants. L'existence de plusieurs sources d'approvisionnement, en plus de la densité relative de population dans le Sud de l'Ontario, constituent sans aucun doute des facteurs importants qui expliquent leur implantation et leur survie.

L'utilisation de la capacité des raffineries semble être un facteur important pour expliquer les écarts de prix entre Montréal d'une part et Québec, Saint-Jean (N.-B.) et Moncton d'autre part. L'utilisation faible de la capacité dans les provinces de l'Atlantique, spécialement à la raffinerie Irving de Saint-Jean (N.-B.), semble avoir créé des prix plus bas dans certaines régions du Québec ainsi qu'au Nouveau-Brunswick au cours de la période visée par le tableau 10.

Ordinairement, les éléments de preuve portant sur les écarts entre prix soulèvent plus de questions qu'ils ne fournissent de réponses. Pourquoi certains marchés sont-ils plus compétitifs que d'autres? La taille constitue habituellement un facteur critique puisqu'elle facilite l'entrée et permet à un plus grand nombre d'entreprises de participer. De ce point de vue, les consommateurs de régions moins populeuses, comme les provinces de l'Atlantique, les Prairies, les collectivités du Nord et les régions rurales, sont généralement défavorisés. Comme il ressort toutefois des exemples dont nous avons discuté, la taille ne suffit pas à expliquer le degré de compétitivité.

L'on peut considérer tous les sous-marchés de vente au détail de l'essence comme étant oligopolistiques: le nombre de participants est généralement assez petit, de sorte que chacun doit tenir compte du fait que toute mesure prise qui se répercute sur le chiffre de ventes relatif suscitera probablement une réaction. Le rétrécissement de l'écart entre les prix des marques des indépendants et celles des principales sociétés, spécialement aux libres-services, a contribué largement à rapprocher les prix d'une région donnée.

En régime d'oligopole, rien ne garantit que la capacité de raffinage excédentaire qui fait baisser les prix départ raffinerie de gros ou de revente entraînera des réductions de prix au niveau du détail. Il se peut tout simplement que cela fasse augmenter les marges. L'utilisation de coupons est une façon de réagir à cette situation. Les coupons, spécialement ceux qui donnent droit à un rabais à la pompe, correspondent évidemment à des réductions de prix. Ils peuvent constituer un moyen efficace pour réagir aux

faibles prix de gros accordés aux indépendants ou pour aider à remédier à la situation de capacité excédentaire d'un raffineur et, du moins temporairement, pour accroître la part du marché. Une baisse des marges accroît aussi la tentation de casser directement les prix étant donné les bénéfices unitaires accrus qui peuvent ainsi être réalisés sur des ventes additionnelles. Par contre, compte tenu de la certitude d'une réaction sur le plan des prix qui éliminerait la promesse d'un accroissement des ventes, l'on peut résister à cette tentation. Pourtant, les prix fluctuent. Mais les débouchés au détail ne sont pas tous regroupés. Ceux qui sont situés le long d'artères de grande circulation, par exemple des grandes routes secondaires, sont plus portés à rechercher un accroissement de leur volume de ventes sans craindre des représailles immédiates. De plus, même si les autres débouchés réagissent, l'accroissement du volume des ventes de tous les débouchés du secteur peut faire sembler la réduction de prix intéressante. Cependant, les prix qui réussissent à faire augmenter le volume de ventes entraîneront presque certainement une baisse des prix dans les secteurs du marché d'où proviennent les ventes, ce qui ne fera qu'étendre la baisse des prix. Les prix généralement bas en vigueur dans les petites localités du Sud de l'Ontario peuvent s'expliquer par l'effet de concurrence des mesures vigoureuses de détermination des prix prises par les débouchés situés en périphérie.

11. Les différences entre les produits et services offerts et entre les catégories et types d'essence

Comme nous l'avons expliqué dans les sections précédentes, les divergences d'opinion au sujet de ce qui constitue des différences de prix convenables, compte tenu des produits et services offerts, sont à l'origine de la concurrence par les prix. Advenant des vues généralement acceptées sur des différences appropriées, l'on peut s'attendre à des périodes de stabilité sur le plan des prix et, à condition de détenir le «leadership» du marché, à des marges généreuses. Lorsque la Commission a entrepris son enquête, si des prix étaient affichés, seuls les prix de l'essence ordinaire au plomb l'étaient dans la plupart des régions. Au cours des audiences qui se sont déroulées à Toronto et à la suite d'interrogatoires répétés dans d'autres centres, certaines sociétés ont annoncé des projets pour afficher les prix de l'essence sans plomb. Nous nous réjouissons de voir que cela semble désormais être la pratique générale.

L'aptitude des marchés de l'essence au détail à se faire à des différences de prix stables se manifeste depuis assez longtemps dans les prix exigés pour l'essence ordinaire au plomb, l'essence ordinaire sans plomb et l'essence super sans plomb. D'après les éléments de preuve, l'écart entre les prix livrés de

l'essence ordinaire au plomb et de l'essence ordinaire sans plomb ne dépend pas des différences de coûts au niveau de la raffinerie[17], et ce n'est d'ailleurs pas ce que les raffineurs ont maintenu au cours de l'enquête. Rappelons également que les marges que peuvent réaliser les revendeurs à Montréal et Toronto sur l'essence sans plomb, et dont nous avons discuté à la section 7, étaient beaucoup plus élevées que celles s'appliquant à l'essence au plomb; autrement dit, l'écart quant aux prix de gros a été augmenté au niveau de la vente au détail.

Les différences semblent s'expliquer le plus facilement par ce qui constitue une pratique concurrentielle interdépendante de l'industrie quant à ce qu'elles devraient être, et il s'agit là d'une pratique qu'aucun membre de l'industrie n'a intérêt à éliminer.

L'aptitude de l'industrie à accepter cette façon de faire montre qu'elle se prête bien à des prix stables et élevés d'oligopole, si les conditions le permettent. Or ces conditions, en ce qui concerne l'entrée ou la capacité excédentaire de raffinage, ne l'ont souvent pas permis. L'on ne peut cependant pas considérer comme acquise la présence de forces concurrentielles suffisamment puissantes pour l'emporter sur des formules de détermination des prix.

12. Conclusions

1. Les prix livrés exigés par les raffineurs de leurs détaillants n'ont pas tenu compte des changements dans les prix de détail, ce qui a obligé ces derniers à revendiquer des mesures de soutien de leurs marges.

2. Les modalités d'approvisionnement en vertu desquelles les raffineurs obtiennent une mainmise partielle ou complète sur les prix de détail de leurs clients, auxquels ils font par ailleurs concurrence au niveau du détail, tendent à nuire à la concurrence aux niveaux du détail et du gros. Selon la Commission, les programmes de soutien qui lient le montant de soutien accordé à des prix de détail particuliers (comme il en est le cas pour tous les programmes de soutien des marges bénéficiaires signalés dans la preuve), et qui sont répandus dans l'industrie vont à l'encontre de l'intérêt public. Également, le préjudice concurrentiel devient

17. Ceci est démontré par l'écart entre les prix que les raffineurs exigent les uns des autres d'après leurs accords d'échange pour les quantités qui dépassent celles échangées. L'on prévoit ordinairement une certaine marge en cas de déséquilibre dans les quantités fournies et reçues. La Commission considère les prix qui s'appliquent à ces déséquilibres comme étant l'indication la plus exacte, par des raffineurs, de leurs coûts actuels et prévus pour la durée des accords.

important lorsque les raffineurs et les détaillants concluent des ententes, aux ramifications étendues, sous forme d'accords d'agence visant les installations opérant ou non sous une marque de commerce.

3. Les critères de coûts permettant de déterminer s'il y a comportement abusif dans le contexte du système de distribution double de l'industrie pétrolière devraient être les suivants:

   (a) Les indépendants ne devraient jamais être tenus de payer un montant supérieur au prix de détail le plus bas exigé sur leur marché par le fournisseur (c'est-à-dire aux débouchés où ce dernier fixe le prix à la pompe) moins des frais de transport raisonnables.

   (b) Le rendement net du raffineur provenant des ventes au détail ne devrait pas être inférieur au rendement net provenant de ses ventes aux détaillants du réseau des producteurs ou aux indépendants dans n'importe quel marché. Aux fins qui nous intéressent, le calcul des rendements nets dépendrait nécessairement de facteurs tels la période visée et le fait pour l'industrie d'être en période de marasme, de stabilité ou d'essor, mais il serait possible de préciser assez exactement la valeur plancher de la fourchette associée à ces facteurs.

4. La preuve démontre que le montant du soutien que les raffineurs offrent aux détaillants aux libres-services est au moins égal aux coûts de vente du raffineur particulier aux débouchés exploités par les sociétés et ne peut donc pas constituer une compression de la marge. Il n'existe pas de renseignements permettant d'évaluer le niveau de soutien versé aux débouchés de style traditionnel.

5. Nous n'avons pas accès à des données permettant d'évaluer les marges brutes accessibles aux indépendants durant les périodes où les marges étaient relativement faibles dans les années 1970. Il ressort cependant d'une comparaison de la dernière année pendant laquelle les marges étaient relativement faibles, soit 1980, que, aux coûts combinés de gros et de détail estimés principalement à partir d'une étude interne d'Impériale, les indépendants les plus petits de Montréal et Toronto ont en fait réalisé de très petites marges. Les marges de ces derniers étaient en outre très minces pendant presque toute la période 1979-1983, pour laquelle nous disposons de renseignements, par rapport aux coûts des principales sociétés pétrolières, qui est la norme appropriée pour évaluer les marges des indépendants. D'après cette norme, les indépendants au-dessus de la catégorie des plus petits se sont trouvés avantagés.

6. Au cours de la période 1973-1982, le rendement moyen des ventes des raffineurs (selon les prix approximatifs) au secteur commercial/industriel dans toutes les régions du Canada était en général plus élevé que leur rendement moyen provenant des revendeurs indépendants.

7. Les différences quant aux prix entre les régions et les fluctuations de prix dans le temps sont dues à des variations en ce qui concerne l'état de la concurrence.

8. Les différences de prix entre les catégories et types d'essence traduisent principalement des conventions concurrentielles interdépendantes qui se sont créées au sein de l'industrie. Elles ne sont pas attribuables exclusivement à des écarts de coûts.

XVII

Les prix «rampe de chargement»

1. Introduction

Vers la fin de ses délibérations, la Commission a été saisie d'une question importante et fort épineuse. En effet, en juin 1985 on assistait non seulement à la libération des prix du brut canadien aux termes de l'Accord de l'Ouest mais aussi à l'introduction sur le marché canadien d'un nouveau régime d'établissement des prix des produits pétroliers, en réaction apparente à la déréglementation des prix du brut. Au cours de ce même mois, Impériale a commencé à vendre de l'essence, du fuel diesel et du mazout à certaines catégories de clients conformément à un nouveau régime dit de «prix rampe de chargement». A la fin de 1985, la Commission a ouvert des audiences et reçu des preuves et des argumentations à ce sujet.

L'expression «prix rampe de chargement» vient remplacer ce qu'il était convenu d'appeler «prix à la raffinerie». Ce prix à la raffinerie était un prix spot facturé à ceux qui prenaient livraison du produit à la rampe de chargement d'une raffinerie ou d'un terminal. Par ailleurs, l'expression «prix à la raffinerie» a aussi servi à désigner un prix qui n'a jamais eu cours dans l'industrie mais qui fait l'objet de propositions réitérées par la National Automotive Trades Association et de nombreux détaillants. En vertu d'un tel régime de prix, chaque raffineur afficherait un prix unique pour chaque catégorie d'essence à chaque raffinerie ou terminal. Ce prix serait offert à tous les clients du jour, peu importe leur catégorie, le volume de leurs achats ou toute autre variable. Les frais des services supplémentaires (transport, crédit, publicité, services de cartes de crédit) seraient ajoutés séparément au prix à la raffinerie. Il faut donc éviter de confondre le «prix à la raffinerie» en vigueur jusqu'à maintenant dans l'industrie et ce nouveau «prix à la raffinerie», de même que le «prix rampe de chargement» (parfois appelé «prix en vrac») établi par certains raffineurs canadiens et dont il est question ci-dessous.

2. Le régime de prix rampe de chargement d'Impériale

Le nouveau régime de prix d'Impériale vise cinq catégories de clients. Les principales caractéristiques de ce nouveau régime sont décrites ci-dessous.

Le *prix rampe de chargement* est le prix payé *par les grossistes à gros volume ou les revendeurs* qui prennent livraison du produit à la rampe de chargement de la raffinerie ou du terminal d'approvisionnement. L'Impériale affiche ou publie un tel prix pour trois catégories d'essence, le diesel et le fuel léger à chacun de ses principaux terminaux d'approvisionnement ou raffineries. Les prix peuvent varier selon la région.

Le prix rampe de chargement s'applique de 15 p. 100 à 20 p. 100 du total des ventes d'essence d'Impériale, soit les ventes aux revendeurs indépendants qui s'approvisionnent directement à la rampe de chargement. Si d'autres raffineurs canadiens devaient acheter des produits de cette société, on leur facturerait aussi le prix rampe de chargement. Pour être admissibles à ce prix, les acheteurs doivent acheter au moins 20 millions de litres de carburant (assez pour approvisionner cinq ou six points de vente au détail) ou 10 millions de litres de mazout par année. Les plus petits acheteurs doivent verser une surprime variable.

En vertu de son nouveau régime de prix, Impériale a choisi de ne pas donner de remise, à la rampe de chargement, aux gros acheteurs canadiens. Afin d'atteindre le chiffre d'affaires prévu, elle peut offrir des remises sur le prix rampe de chargement dans le cas des ventes à l'exportation. Au moment de la comparution des témoins d'Impériale, ces remises étaient consenties surtout à sa société mère. La presse a récemment fait état de ventes par Impériale sur les marchés américains à des prix inférieurs à ceux offerts aux revendeurs nationaux, une situation que la société aurait reconnue.

En ce qui a trait à la première catégorie de clients (les revendeurs indépendants ou de marque commerciale privée), le nouveau régime de prix affiche trois différences importantes par rapport aux dispositions d'approvisionnement antérieures.

1. Les prix (aux revendeurs indépendants) sont tous des prix spot. Les dirigeants d'Impériale peuvent majorer ou diminuer les prix aussi souvent qu'ils le jugent nécessaire afin de demeurer concurrentiels par rapport aux autres sources d'approvisionnement. Auparavant, seuls les clients qui s'approvisionnaient en vertu de contrats à court terme ou sans contrat se voyaient offrir des prix flexibles ou négociés; même alors, Impériale (et les autres fournisseurs) ne modifiaient les prix qu'avec plusieurs semaines de préavis[1]. Une bonne part des ventes d'Impériale aux revendeurs indépendants se faisait en vertu de contrats à long terme selon lesquels les prix étaient liés aux coûts de raffinage (tel que le prix

1. Bien que les indépendants qui ont chargé d'autres produits aux terminaux achetaient, littéralement, à la rampe de chargement, l'expression telle qu'utilisée en partie, dans l'industrie, était réservée pour les ententes d'approvisionnement à prix flexibles.

du brut); ou selon lesquels les revendeurs pouvaient aussi agir comme consignataires d'Impériale et recevoir une commission. Impériale est en voie de supprimer graduellement toutes ces ententes à long terme par le processus de renégociation ou autre moyen.

2. Impériale, et les autres sociétés qui ont emboîté le pas, publient leurs «prix rampe de chargement» dans la presse spécialisée. Dans le passé, les prix à la raffinerie et les prix des contrats à terme publiés dans la presse spécialisée n'identifiaient ni les fournisseurs ni les acheteurs. Les prix d'Impériale sont aussi publiés dans un fichier informatisé spécialisé auquel a accès l'ensemble de l'industrie (Tele-rate).

3. Impériale a déclaré avoir comme politique de ne pas offrir de remises sur ses prix publiés ou de soutien aux revendeurs indépendants. Dans le passé, il arrivait souvent qu'on négocie les prix payés en vertu de contrats à court et à long terme ainsi que le soutien. Avant l'introduction des prix rampe de chargement, les prix facturés aux revendeurs indépendants étaient souvent négociés; il se pouvait donc que les prix varient d'un client à l'autre, ce qui arrivait effectivement. Les contrats d'approvisionnement variaient aussi quant aux facilités de crédit, aux remises sur la quantité, aux frais de livraison ou à la mesure dans laquelle les prix de vente étaient liés au prix du brut ou aux frais du traitement. Les revendeurs jouissaient d'un certain pouvoir de négociation dans la mesure où ils pouvaient s'adresser à divers fournisseurs pour obtenir le meilleur prix ou la meilleure offre globale. L'«ancien système» avait aussi l'avantage important, particulièrement ces dernières années, d'offrir parfois une certaine protection ou des remises afin de protéger les revendeurs durant les périodes de compression ou de guerre de prix. Les raffineurs s'étaient sentis obligés d'offrir une telle protection s'ils voulaient éviter que les revendeurs aillent s'approvisionner ailleurs. On constate donc une réduction sensible, sinon une abolition complète, des éléments d'incertitude et de variétés qui caractérisaient naguère les accords d'approvisionnement avec les indépendants.

Ce n'est que ce troisième élément du nouveau régime de prix rampe de chargement (c'est-à-dire la publication du fait qu'Impériale n'offrira plus de remises sur ses prix publiés ou d'autres formes de soutien aux revendeurs indépendants) qui intéresse la Commission.

Les prix offerts aux quatre autres catégories de clients décrites ci-dessous sont des majorations du prix rampe de chargement. Leur niveau précis est fonction des conditions locales du marché; on ne prévoit cependant pas qu'il soit jamais inférieur à la valeur «plancher» dans la hiérarchie des prix, soit le prix rampe de chargement.

Le nouveau régime de prix d'Impériale touche en second lieu les gros clients commerciaux et industriels. Avant juin 1985, le prix des produits facturé à ces clients était fixé par la négociation de remises sur le prix affiché d'Impériale (ou par des appels d'offres). Depuis juin 1985, Impériale offre à cette catégorie de clients son prix de livraison directe à condition que le client dispose d'une capacité de stockage suffisante pour prendre livraison d'au moins 20 000 litres d'au moins un produit. Le prix de livraison directe peut varier d'une région à l'autre. L'écart entre les prix de chacun des cinq produits peut varier d'une région à l'autre et d'une période à l'autre. Il existe toujours des remises sur la quantité et des remises pour paiement anticipé mais celles-ci ne peuvent faire passer le prix de livraison directe sous le seuil du prix rampe de chargement décrit ci-dessus. Impériale publie son prix de livraison directe mais non les remises. Elle continuera à présenter des soumissions aux clients de cette catégorie conformément aux modalités des appels d'offres et aux pressions concurrentielles du moment.

La troisième catégorie se compose des petits clients commerciaux ou agricoles desservis par l'entremise d'agents. On offre maintenant à ces clients le prix livré par agent, qui peut varier d'une région à l'autre. Afin d'être admissible à ce prix, le client doit disposer d'un réservoir d'une capacité d'au moins 1 000 litres (capacité qui est légèrement supérieure à la plupart des réservoirs résidentiels, dont la capacité est de 950 litres). Le prix livré par agent n'est ni affiché ni publié. Il peut arriver qu'on offre certaines légères remises sur la quantité; elles ne seront toutefois jamais assez importantes pour faire passer le prix livré par agent en deçà du prix de livraison directe décrit ci-dessus.

La quatrième catégorie de clients comprend les acheteurs de mazout domestique. Ces clients paient le prix affiché résidentiel, prix qui, malgré son nom, n'est pas affiché et n'est fonction d'aucun achat minimum. Impériale peut à l'occasion offrir des remises non publiées selon les conditions du marché.

La cinquième catégorie de clients regroupe les détaillants Esso qui reçoivent le prix au détaillant. Ce prix s'applique à environ 25 p. 100 du total des ventes d'essence d'Impériale, soit la quantité vendue aux postes d'essence Esso exploités par les concessionnaires.

Le prix au détaillant n'est ni affiché ni publié par Impériale. Toutefois, ces prix finissent par se répandre de bouche à oreille dans l'industrie — souvent par l'entremise de conversations entre les détaillants. Ce prix n'admet aucune remise.

L'inclusion d'un prix au détaillant dans le nouveau régime de prix rampe de chargement d'Impériale marque un changement profond dans les rapports traditionnels entre cette société et ses détaillants. Elle renonce à tout programme de soutien (consignation ou remises). Par conséquent, les concessionnaires établiront leurs propres prix à la pompe à tout moment.

Le prix au détaillant est un prix global qui comprend le produit, la livraison, la publicité et l'utilisation de la marque Esso. Le détaillant ne peut se charger lui-même des modalités de livraison. La marchandise est livrée contre remboursement. Le prix facturé au détaillant sera le moindre du prix au moment de la commande ou au moment de la livraison. Une fois le produit livré, il n'y aura aucun rajustement du prix facturé pour un chargement particulier. Toutefois, si l'on constate que le prix au détaillant n'est pas concurrentiel, ce prix sera rajusté lors de la prochaine livraison afin de tenir compte d'une baisse des prix sur le marché.

Le prix au détaillant peut être rajusté à tout moment en fonction des conditions du marché. Il peut varier selon la région: l'Impériale a délimité une centaine de régions géographiques à des fins d'administration. Il existait auparavant environ 50 zones de prix affichés par camion-citerne.

Les représentants d'Impériale ont déclaré à la Commission que la société avait adopté ce nouveau régime de prix pour plusieurs raisons. A leur avis, il fallait pouvoir compter sur un régime qui permette d'établir et de modifier des prix sans délai sur un marché où les prix du brut étaient maintenant déréglementés et dans un système où il était désormais plus facile d'acheter et de vendre des produits pétroliers à l'étranger. Impériale cherchait depuis longtemps une façon de faire connaître ses prix aux milliers d'acheteurs éventuels sur le marché américain déréglementé et peut-être ailleurs, et d'offrir aux éventuels clients canadiens, susceptibles de se tourner vers les importations, des renseignements à jour sur les prix offerts à ses terminaux. (Cela n'explique cependant pas pourquoi il est nécessaire d'afficher les prix aux nombreux terminaux qui ne sont pas facilement accessibles aux acheteurs étrangers ou qui sont situés dans des régions où il est difficile aux clients d'importer des produits.)

Les témoins d'Impériale ont déclaré à la Commission que l'ancien système était encombrant et inefficace dans la mesure où il comportait une foule d'accords et de nombreux prix. Il liait ou reliait les prix des produits aux prix du brut: il était devenu maintenant très difficile de fonctionner de la sorte sur un marché du brut déréglementé où les prix fluctuaient beaucoup plus qu'auparavant. Le nouveau régime de prix rampe de chargement n'avait pas de mystère, était plus facile et efficace à administrer et donc, moins onéreux.

Les témoins d'Impériale ont affirmé que la décision de mettre un terme au soutien des indépendants et des concessionnaires signifiait que cette société éliminait toute une série de mécanismes de soutien encombrants et coûteux.

Les témoins d'Impériale ont admis qu'ils espéraient constater une certaine augmentation des bénéfices procurés par les secteurs de l'industrie visés par le nouveau régime. Ils ont qualifié d'«irrationnels» les prix des produits pratiqués ces dernières années et indiqué à la Commission que la rentabilité des activités d'aval avait été «nettement inacceptable» depuis 1981. Impériale avait estimé que si l'industrie adoptait sa nouvelle stratégie de prix, celle-ci lui permettrait d'obtenir 100 millions de dollars par année de bénéfices supplémentaires de la vente de produits dans ces secteurs. Impériale espérait aussi ralentir les progrès des indépendants sur le marché de détail.

3. Les constatations de la Commission

Il est trop tôt pour établir dans quelle mesure les autres entreprises adopteront le régime de prix rampe de chargement d'Impériale. Shell Canada en a adopté une version modifiée (quantités minimums différentes) à l'été 1985 pour ses clients revendeurs prenant livraison à la rampe de chargement, mais non pour les autres catégories de clients. Plus récemment, Ultramar a affiché des prix rampe de chargement à Toronto, Ottawa, Montréal et Québec. A ce que sache la Commission, aucun autre raffineur ne publie de tels prix à l'heure actuelle bien que le président de Texaco Canada ait félicité publiquement Impériale de son initiative peu après l'introduction du nouveau régime.

Certains revendeurs ont fait part de leur inquiétude à la Commission face à l'initiative d'Impériale. Le fait de ne plus pouvoir négocier des remises leur déplaît particulièrement. Ils craignent qu'une adoption généralisée du régime de prix d'Impériale enlève toute possibilité de négocier des remises dans cette industrie. Par contre, un communiqué de presse de la Petroleum Marketers Association of Canada en date d'octobre 1985 affirmait que «les fournisseurs indépendants de produits pétroliers appuient énergiquement la tendance aux prix rampe de chargement dans l'industrie».

Le prix de livraison directe, le prix livré par agent et le prix affiché résidentiel d'Impériale ne constituent pas une grande nouveauté par rapport aux régimes de prix auxquels étaient habitués ces catégories de clients. Ce qui est important, c'est qu'ils permettent toujours l'offre de remises non publiées. L'adoption par les autres raffineurs de régimes analogues pour ces catégories de clients ne devrait pas, à première vue, soulever d'inquiétudes au

sujet de la concurrence en raison du maintien des remises non publiées ou du moins de leur possibilité.

Le prix au détaillant d'Esso, qui s'accompagne d'une abolition des programmes de soutien de la marge bénéficiaire, réduit effectivement la possibilité qu'a Impériale de fixer des prix à la pompe en période de marasme et augmente donc l'indépendance dont jouissent les détaillants Esso pour établir eux-mêmes les prix à la pompe dans leurs points de vente.

Le Directeur était d'avis que le nouveau régime de prix d'Impériale nuirait de toute évidence à la concurrence dans l'industrie et que Petro-Canada devait intervenir pour prévenir une telle situation. De l'avis du Directeur:

> ... il faut absolument interdire aux raffineurs d'adopter conjointement ce mécanisme de prix. Il est peu probable que la politique de prix rampe de chargement d'Impériale atteigne l'objectif d'éliminer la concurrence par les prix sur le marché de gros si l'on empêche Petro-Canada, actuellement le plus gros raffineur-fournisseur de l'industrie, d'emboîter le pas. Par conséquent, la Commission devrait recommander que le ministre de l'Énergie, des Mines et des Ressources donne une directive précise en vertu de l'article 7(2) de la *Loi sur la Société Petro-Canada* qui lui interdirait d'adopter la politique de prix rampe de chargement d'Impériale ou tout autre programme du même ordre lui permettant de communiquer ouvertement à ses concurrents le prix de ses transactions et sa politique de remises.

Ce qui inquiète la Commission dans ce nouveau régime de prix établi par Impériale, c'est qu'il signale effectivement aux autres fournisseurs que la société n'approvisionnera pas ses revendeurs à des prix inférieurs à ses prix publiés. Impériale n'offrira aucune remise non publiée. Par conséquent, les autres fournisseurs savent que leurs clients éventuels ne peuvent obtenir d'Impériale des prix inférieurs à ces prix publiés; ils n'ont donc pas, en tant que fournisseurs, à concurrencer quelque offre inconnue d'Impériale. En raison du caractère ostensible de ce qu'offre Impériale aux revendeurs à la rampe de chargement, il est peu probable que les autres raffineurs veuillent déstabiliser le marché en cherchant à obtenir un avantage financier, ce qui serait le cas s'ils se mettaient à offrir des remises. Personne ne voudra risquer d'amorcer une baisse des prix en vendant moins cher que les prix publiés des autres raffineurs. Une telle situation serait particulièrement inquiétante dans un environnement comme celui de l'Ontario et du Québec, où l'on a à toutes fins utiles éliminé la capacité du raffinage excédentaire.

Le régime de prix d'Impériale — ses prix et la politique de ne pas offrir de remises — est connu de ses concurrents et de ses éventuels clients canadiens. Impériale offre toujours, au besoin, des remises sur ses prix rampe

de chargement dans le cas des ventes à l'exportation (ce qui témoigne peut-être de l'état relatif de la concurrence sur les marchés canadien et américain).

Si d'autres raffineurs devaient emboîter le pas à Impériale et adopter des politiques de prix semblables à l'égard de leurs ventes aux revendeurs, il pourrait bien s'ensuivre un affaiblissement considérable des forces concurrentielles dans l'industrie canadienne, aux échelons tant du gros que du détail. L'ampleur du tort que subira la concurrence est évidemment fonction de la mesure dans laquelle les autres raffineurs adoptent un régime de prix rampe de chargement semblable. Il est difficile de voir comment de tels prix pourraient entraver sensiblement la concurrence si certains raffineurs ne les adoptent pas et continuent d'offrir des remises non publiées aux revendeurs. En effet, un document d'Impériale déposé comme pièce affirme que l'adoption des prix rampe de chargement à l'échelle de l'industrie constitue un élément «décisif» du succès de sa nouvelle stratégie de prix.

La Commission ne peut guère s'opposer à l'introduction, par un raffineur, d'un régime de prix innovateur — particulièrement si le raffineur croit qu'il lui permettra de réagir plus promptement aux conditions du marché et donc, d'être plus concurrentiel. Dans le même ordre d'idées, on ne devrait pas normalement interdire à un raffineur de jauger la réaction du marché à une politique de prix qui ne comporte aucune remise. Enfin, il faudrait peut-être se réjouir, s'il ne s'agissait que de cela, de la publication des prix qui permet d'éveiller davantage la conscience des clients. La Commission s'inquiète toutefois de l'effet cumulatif de telles mesures si elles sont adoptées par tous ou presque tous les autres fournisseurs importants. Somme toute, elles permettent aux concurrents d'Impériale de prendre connaissance des prix que cette société offre aux revendeurs qui cherchent à obtenir le meilleur prix. La Commission craint que les prix rampe de chargement d'Impériale ainsi que la politique de ne plus offrir de remises aux gros revendeurs et de ne plus vendre aux petits revendeurs à un prix inférieur au prix rampe de chargement majoré d'une prime puissent être adoptés par la plupart des raffineurs canadiens, sinon tous: ces prix deviendraient alors les prix minimums de l'industrie. Il s'ensuivrait une réduction de la concurrence entre les raffineurs, un affaiblissement du pouvoir de négociation des revendeurs et de la situation concurrentielle des indépendants sur les marchés de gros et de détail, et, en fin de compte, des résultats contraires aux avantages que devait procurer, selon les signataires de l'Accord de l'Ouest, une industrie déréglementée.

La Commission ne doute nullement que tels étaient les effets recherchés par Impériale en introduisant sa stratégie de prix rampe de chargement. Un mémoire interne d'Impériale versé au dossier dresse la liste des «menaces» (ainsi que des «principales occasions») de la déréglementation du point de vue

d'un fournisseur de produits pétroliers. Le même document fait état des raisons de l'adoption d'un nouveau régime de prix:

a) Les pressions actuelles sur les prix risquent d'augmenter dans un environnement où les prix du brut et des produits importés sont «libérés»;

b) On s'attend en général que les prix diminueront;

c) Des rajustements plus fréquents des prix seront plus prononcés dans des marchés de détail volatiles (Ontario, ville de Québec);

d) Les raffineurs et d'autres intervenants importeront davantage; et

e) Les importations de produits blancs (Est) et de lubrifiants (Ouest) augmenteront les marges dont pourront disposer les non-raffineurs.

Le même document laisse entendre que les «menaces» que les dirigeants d'Impériale associaient à la déréglementation des prix du brut pourraient être atténuées ou contrées par une nouvelle stratégie de prix destinée à «favoriser la création de *marchés* de *produits* distincts de ceux du brut (aux prix déréglementés)». De plus, Impériale estimait que si l'industrie adoptait son régime de prix de rampe de chargement (c'est-à-dire si les autres raffineurs emboîtaient le pas), celle-ci irait chercher 100 millions de dollars de plus par année chez les cinq catégories de clients visées.

A la différence d'Impériale, qui cherche de toute évidence à pouvoir compter sur des prix de produits plus stables en les distinguant des prix plus volatiles et déréglementés du brut, la Commission croit qu'il est dans l'intérêt du public qu'il existe un milieu où les prix sont moins stables et moins prévisibles et dans lequel les prix des transactions courantes entre raffineurs et revendeurs sont inconnus de leurs concurrents à un niveau ou l'autre.

4. Conclusions

L'effet d'une publication par les fournisseurs de leur refus d'accorder des remises non publiées sur les prix publiés ou largement diffusés peut, dans un oligopole, s'apparenter très étroitement à celui d'un accord horizontal. Les concurrents du fournisseur, de même que ses clients qui sont eux-mêmes en concurrence, connaissent les prix actuels et anciens des transactions; lorsque les produits sont aussi homogènes que le sont les produits pétroliers, on risque fort de nuire à la concurrence par les prix. Or, tel est le cas de ces nouveaux prix dits «rampe de chargement» pratiqués par Impériale et d'autres raffineurs. Il serait possible d'atteindre les objectifs légitimes visés par la publication de ces prix sans refuser d'offrir des remises. Les raffineurs s'attendent qu'une telle politique permettra la stabilisation des prix des

carburants qui atteindront des niveaux supérieurs à ceux qu'on observerait autrement, et c'est probablement ce qui arrivera.

La Commission est donc d'avis que la publication des prix actuels des transactions, y compris les politiques de remise ou le refus de pratiquer de telles remises, ou tout autre type d'assurances ne sont pas dans l'intérêt du public et devraient prendre fin. La Commission n'a pas cherché à déterminer si d'éventuelles procédures coercitives pourraient être prises avec succès en vertu de l'article 32 de la Loi ou en vertu de l'article 51 proposé dans le projet de loi C-91.

Quoi qu'il arrive, la Commission est également d'avis que Petro-Canada ne devrait pas donner de telles assurances futures, que ce soit sous la forme d'annonces publiques ou autrement.

XVIII

Le secteur du mazout

1. Introduction

Mis à part le transport, la plus forte demande d'énergie au Canada découle de la nécessité de répondre aux besoins de chauffage des consommateurs particuliers et, dans le cas des consommateurs industriels et commerciaux, pour diverses formes d'énergie. Les fuels domestiques satisfont une partie importante de cette demande.

Plusieurs plaintes ont été formulées au cours des audiences relativement à la commercialisation du mazout et presque toutes soulevaient la question de savoir si la double distribution pratiquée par les raffineurs[1] n'avait pas donné lieu, par moments, à un traitement préjudiciable aux indépendants. Des griefs précis se rapportaient aux cas suivants:

1. si les indépendants avaient été traités équitablement par leurs concurrents fournisseurs pendant les périodes d'approvisionnement difficile (1973-1974 et fin 1978-début 1979);

2. si les indépendants étaient en mesure soit d'obtenir la clientèle commerciale ou industrielle, soit de la conserver, parce que: (a) les raffineurs-fournisseurs offraient à ces clients des prix à la livraison qui, libres de frais de transport, impliquaient des remises sur les prix fob, remises dont les indépendants ne pouvaient bénéficier même si, en général, ils achetaient des quantités beaucoup plus grandes que ne le faisaient les clients commerciaux ou industriels; (b) on accordait souvent à ces clients une remise fixe pendant toute la durée de la saison de chauffage, garantie dont ne jouissait presque aucun indépendant; et

3. les pratiques observées par les raffineurs dans la concurrence ayant pour objet les particuliers, pratiques comprenant: (a) l'actualisation des prix de détail sans modification des prix d'approvisionnement en gros; (b) l'augmentation des prix de gros sans modification des prix de détail; (c)

---

1. La double distribution se produit quand les fournisseurs fonctionnent à deux niveaux ou davantage et font concurrence à leurs clients, les indépendants.

la réduction de remises flexibles sur les prix de gros sans modification des prix de détail; et (d) le fait d'offrir des remises à d'importants groupements d'achat. On a soutenu que ces pratiques comprimaient les marges dont pouvaient bénéficier les revendeurs sur les ventes effectuées aux particuliers.

Ces plaintes sont analogues à celles que soulève la double distribution pratiquée dans la commercialisation de l'essence. La Commission doit également répondre à la même question d'ensemble: les plaintes témoignent-elles d'un marché au fonctionnement normal ou indiquent-elles que la mainmise des raffineurs sur les approvisionnements est en train de chasser du marché des distributeurs aux pratiques plus efficaces?

Un certain nombre de revendeurs de mazout indépendants ont dit que leur situation s'était améliorée au début des années 1980. Les renseignements que la Commission a obtenus sur les marges synthétiques des revendeurs indépendants confirment leur accroissement considérable après 1980 (voir les tableaux 1 et 10 à l'annexe L). Cette situation soulève à son tour des questions quant à l'efficacité de la concurrence au niveau du commerce de détail et quant à l'existence d'imperfections, susceptibles de redressement, qui occasionnent le maintien de marges relativement élevées aux dépens du consommateur et cela surtout durant une période de baisse dans la demande.

En plus d'exprimer des préoccupations au sujet des éventuels refus d'approvisionnement et des pressions indues exercées sur les prix dans le secteur du mazout, le Directeur a critiqué, dans son Livre vert, le recours par les *Majors* à des conventions destinées à limiter les activités futures d'employés-clés salariés. La nature de ces conventions restrictives et leur justification (par exemple, la protection des listes confidentielles de clients) sont expliquées dans le mémoire d'Impériale. Selon la Commission, et dans la mesure où ces pactes pourraient, dans des cas particuliers, dépasser le cadre des pratiques commerciales raisonnables et se révéler nuisibles à l'intérêt public, les dispositions législatives générales sur leur mise à exécution sont suffisantes.

La question de l'acquisition des indépendants par les raffineurs soulevée dans le Livre vert a été approfondie jusqu'à un certain point pendant l'enquête. Ici, le problème consiste à déterminer, comme en ce qui concerne la commercialisation de l'essence, si ces acquisitions entraînent une réduction importante de la concurrence au niveau du gros ou du détail.

Au terme de l'enquête, le Directeur n'a fait aucune recommandation susceptible de redresser la situation dans le secteur du mazout:

Contrairement aux carburants à moteur, le mazout, par exemple, est un produit pour lequel il existe des succédanés offerts à des prix compétitifs, notamment, le gaz naturel, l'électricité et le bois. De plus, on a proposé aux consommateurs des formules intéressantes, économiquement parlant, pour les amener à adopter d'autres sources d'énergie, créant ainsi une pression concurrentielle supplémentaire sur le marché du mazout. Enfin, le marché du mazout diffère du marché des carburants à moteur en ceci que le Directeur n'y a pas trouvé la même affectation à mauvais escient des ressources consacrées à la distribution du produit.

2. La demande de mazout

A la différence de l'essence, le mazout, comme produit, a toujours été, sur le plan géographique, assujetti à une très forte concurrence de la part des autres sources d'énergie. Le mazout, qui avait d'abord supplanté le charbon et le bois, a été à son tour progressivement remplacé sur de nombreux marchés par l'électricité et le gaz naturel. Le tableau 1 présente le passage du mazout et d'autres combustibles (qui peuvent comprendre le fuel lourd nº 4 et des fuels légers) à l'électricité et au gaz naturel depuis 1968.

Tableau XVIII-1

Répartition en pourcentage des foyers canadiens chauffés aux principales sources d'énergie, 1968 à 1984

	Mazout ou autres combustibles liquides	Gaz naturel	Électricité	Autres*
1968	59,5	28,8	2,8	8,4
1974	53,5	34,5	8,6	3,3
1979	41,5	37,6	18,1	2,7
1984	25,3	43,5	25,1	6,1

* Comprennent le bois, le charbon, le coke et autres moyens.

Source: Statistique Canada, nº 64-202 au catalogue.

Le délaissement du fuel domestique pour l'électricité et le gaz naturel a eu d'importantes retombées à l'échelon régional. Les ventes de mazout ont chuté dans toutes les régions du pays qui ont directement accès aux pipelines de gaz naturel ou à des sources d'électricité relativement peu coûteuses. Il y a déjà un certain temps que le gaz naturel est utilisé de façon presque exclusive dans les provinces de l'Ouest. Ce sont principalement l'Ontario et le Québec qui ont ressenti les effets commerciaux des augmentations relatives des prix du mazout après 1972: la fourniture d'électricité s'y est considérablement accrue et le gazoduc a été prolongé en direction est jusqu'au Québec.

Le tableau 2 donne les quantités de mazout léger vendu dans l'Est du Canada de 1970 à 1984. Dans le cas de l'essence, rappelons-le, les ventes ont commencé à diminuer après 1980. En ce qui concerne le mazout léger, toutefois, elles ont commencé à décliner de façon appréciable après 1976. Il y a eu une autre chute spectaculaire en 1981, qui a fait suite au bond des prix du brut de 1979-1980 et au programme gouvernemental de diversification des moyens de chauffage mis en route en 1980. Le niveau élevé continuel des prix du mazout, les subventions fédérales au titre de la conversion, les programmes de publicité financés par l'État en vue d'encourager l'usage de combustibles de remplacement, ainsi que les subventions accordées pour le prolongement des pipelines ont entraîné une expansion rapide du réseau de distribution de gaz naturel par canalisations. Tandis que les nouveaux immeubles d'habitation de même que les bâtiments publics, industriels et commerciaux, au Québec et en Ontario, utilisent presque exclusivement l'électricité ou le gaz naturel, un grand nombre de foyers existants passent aussi du mazout à ces autres sources d'énergie. Les raffineurs et les autres distributeurs de mazout (c'est-à-dire les indépendants) qui ont témoigné au cours de l'enquête ont signalé le déclin rapide de leurs marchés, de nombreux détaillants étant contraints d'abandonner l'industrie.

Les provinces de l'Atlantique et certaines régions de l'Ontario et du Québec restent toujours hors de la portée du gazoduc. En outre, bien que le mazout soit plus coûteux que le gaz naturel et l'électricité sur le plan du contenu énergétique, il n'est pas nécessairement rentable pour les consommateurs d'abandonner le mazout pour un autre combustible. La rentabilité est ici fonction du prix de la conversion et des quantités consommées. Ainsi, quoique la distribution du fuel soit une industrie en déclin, il y a de très nombreux consommateurs, même dans les régions où le gaz naturel et l'électricité sont partout disponibles, qui continuent de compter sur le mazout comme source de chaleur.

3. L'organisation de la distribution du mazout

Cette section porte sur les principaux changements et caractéristiques observés dans l'organisation et la structure des marchés du mazout.

Impériale, Petro-Canada et Texaco, qui ont décrit avec le plus de détails leur système de distribution, s'en remettent à des agents pour la distribution de leur fuel de marque dans les régions rurales, et aux stations exploitées par des salariés dans les centres urbains plus importants. Dans certaines régions rurales, Texaco effectue aussi ses ventes par l'intermédiaire d'indépendants arborant l'enseigne Texaco qui établissent eux-mêmes leurs prix. En 1984, Petro-Canada avait elle aussi trois filiales en propriété exclusive et des

Tableau XVIII-2

Fuels légers vendus sur le marché national de l'Est du Canada, 1970 à 1984 (en millions de barils)

	Ontario	Québec	Provinces de l'Atlantique	Total pour l'Est du Canada
1970	41,8	45,8	17,9	105,4
1971	43,7	42,8	19,2	105,6
1972	44,6	45,9	22,3	112,7
1973	40,7	45,2	21,4	107,3
1974	40,9	45,0	21,7	107,5
1975	37,2	44,4	19,6	101,2
1976	39,8	48,1	19,5	107,4
1977	35,2	40,9	18,0	94,1
1978	35,4	39,5	17,7	92,6
1979	33,7	37,6	16,2	87,5
1980	32,4	35,6	16,6	84,5
1981	25,9	29,5	14,1	69,5
1982	22,6	27,1	13,6	63,3
1983	17,1	22,4	11,6	51,1
1984	16,9	19,3	11,6	47,8

Note: 1. Les fuels légers comprennent le kérosène et les combustibles à usage domestique, de même que les huiles légères nos 2 et 3. Pour la période de 1970 à 1972, un peu de carburant à usage agricole était aussi compris dans cette catégorie.

Source: 1. Pour la période de 1970 à 1982, voir le nº 45-004 (numéros de décembre) au catalogue de Statistique Canada.

2. Pour la période de 1983 à 1984, voir le nº 57-003 (numéros du 4e trimestre) au catalogue de Statistique Canada.

participations minoritaires dans 16 autres sociétés. Presque toutes ces sociétés vendaient des produits de marque Petro-Canada. Impériale, Petro-Canada et Texaco, avec d'autres raffineurs, fournissent également des indépendants qui, de leur côté et sous leurs propres marques, approvisionnent les consommateurs.

La gamme des indépendants va des petits détaillants qui se ravitaillent en mazout auprès des raffineries pour le revendre aux particuliers, jusqu'aux gros revendeurs disposant de terminaux et d'installations d'entreposage, qui vendent au gros comme au détail. En Ontario et au Québec, les plus gros indépendants sont Sipco Oil Limited et Norco Oil Ltd. En 1982, ces deux fournisseurs ont affiché des ventes de mazout totalisant 90,9 millions et 61,4 millions de litres respectivement; à raison de 4 500 litres vendus par foyer, ces chiffres représentent environ 20 000 et 14 000 foyers respectivement.

Impériale évalue à 3 millions de litres la moyenne des ventes effectuées au Québec, en 1980, par les indépendants, alors qu'en Ontario, la moyenne s'établissait à 10 millions de litres. Impériale a estimé qu'un volume annuel de ventes de mazout de 4,5 millions de litres était le seuil de rentabilité pour un revendeur. Bien qu'environ la moitié des revendeurs indépendants de mazout du Québec aient aussi distribué du carburant à moteur, la moyenne des ventes de produits pétroliers raffinés d'environ 85 p. 100 d'entre eux était toujours inférieure à 4,5 millions de litres en 1980. Cette évaluation, qui sans aucun doute pourrait être erronée ou contestée, a été avancée par Impériale à l'appui de son opinion selon laquelle des pressions s'exercent sur des sociétés dont les ventes sont inférieures à 4,5 millions de litres, pour qu'elles se développent ou qu'elles disparaissent, comme le démontre, selon Impériale, la taille moyenne des indépendants du Québec ayant abandonné les affaires, ou fait l'objet d'acquisitions ou de fusions. Le nombre considérable des indépendants dont les ventes étaient bien inférieures au chiffre de 4,5 millions de litres laisse également entendre que la taille minimale viable était beaucoup plus petite au début des années 1970.

Tableau XVIII-3

Variation du nombre des détaillants indépendants de mazout au Québec, 1977 à 1982

Abandon des affaires	Nombre des détaillants ayant quitté le marché						Total	
	1977	1978	1979	1980	1981	1982	Nbre	%
Fermeture*	8	18	34	30	16	12	118	28,0
Fusion avec un autre détaillant indépendant	18	32	43	42	34	29	198	47,0
Acquisition par un *Major*	18	12	20	22	18	16	106	25,1
TOTAL	44	62	97	94	68	57	422	100,1**
Ventes moyennes annuelles des détaillants acquis, ou qui ont fermé (en millions de litres)	2,6	1,8	4,0	2,7	1,8	2,4	2,8	

Notes: * On ne sait pas si les listes de clients des entreprises décrites comme étant «fermées» ont été vendues, ni à qui elles l'auraient été.

** Le pourcentage dépasse 100 p. 100 par suite de l'arrondissement des chiffres.

Source: Voir la pièce M-451, page XVII-12, preuve présentée par Impériale.

L'évaluation des parts du marché que détenaient les indépendants au Québec et en Ontario, de 1977 à 1980, a été établie (voir le tableau 4) à

partir des renseignements fournis par Impériale. Les détaillants indépendants ont connu des baisses plus importantes au Québec qu'en Ontario.

Tableau XVIII-4

Estimation de la part du marché des indépendants (en %) de fuel léger, 1977 à 1980

	1977	1978	1979	1980
Québec	48,8	43,9	37,6	35,0
Ontario	n.d.	28,6	27,7	25,4

Notes et sources:

Les chiffres sur le volume des ventes des revendeurs ont été obtenus en multipliant les ventes annuelles moyennes et le nombre de revendeurs donnés dans la pièce M-451, page XVII-17. Les chiffres sur le volume total des ventes de l'industrie sur le plan national, en ce qui concerne le fuel léger (qui comprend les combustibles n^{os} 1, 2 et 3 et le kérosène) sont tirés des n^{os} de cat. 45-004 et 57-003 de Statistique Canada.

Comme l'indique le tableau 5, qui fournit, sur le marché, un rapport différent de celui du tableau 4, les indépendants ont continué de perdre du terrain entre 1981 et 1984. Sur le plan national, le gros du déclin s'est produit en 1984. Sur le plan régional, les baisses les plus marquées dans les parts du marché ont été signalées au Québec et dans la région de l'Atlantique. En Ontario, les parts du marché sont restées plus ou moins stables entre 1981 et 1984. Les gains et les pertes supplémentaires signalés dans les parts du marché des indépendants sur les plans national et régional pourraient bien être le résultat du déplacement des gros comptes d'indépendants entre les six raffineurs ayant fait l'objet d'une enquête par Énergie, Mines et Ressources et d'autres raffineurs (par exemple, de Shell à Petro-Canada). Les précautions à prendre en comparant les tableaux 4 et 5 sont énoncées dans les notes du tableau 5.

4. L'acquisition d'indépendants par des raffineurs

Après l'essor des ventes des premières années de l'après-guerre, le mode de distribution de ce produit a considérablement évolué. Au début, même s'ils assuraient des ventes par l'intermédiaire des détaillants et consignataires de leurs propres réseaux, les raffineurs faisaient aussi souvent affaires avec des indépendants. Au cours des années 1950, les quatre *Majors* ont été les principaux fournisseurs de l'Ontario et du Québec. L'arrivée de nouveaux

Tableau XVIII-5

Estimation de la part du marché des indépendants de fuel léger, 1981 à 1984 (en %)

	1981	1982	1983	1984
Atlantique	16,1	13,3	10,0	10,1
Québec	31,5	29,3	27,0	22,3
Ontario	30,2	28,6	29,6	28,1
Prairies	5,0	5,4	3,7	1,5
Colombie-Britannique	3,9	5,2	2,3	0,1
Canada	24,5	23,0	22,1	19,3

Notes et Sources:

Les estimations des volumes de ventes des indépendants et de leur part du marché proviennent du ministère de l'Énergie, des Mines et des Ressources (EMR). Ces chiffres représentent le pourcentage de toutes les ventes des raffineurs effectuées par l'intermédiaire des indépendants, ventes qui se distinguent nettement de celles effectuées directement aux consommateurs finals de toutes catégories. Ces estimations se fondent sur les données communiquées à EMR par les quatre *Majors* (Impériale, Shell, Gulf et Texaco), ainsi que par Suncor et Ultramar. L'ensemble des ventes des six raffineurs, pour une moyenne comprenant la période située entre 1981 et 1984, représentait 74 p. 100 de toutes les ventes de fuels légers effectuées dans l'ensemble du Canada d'une part, et 70 p. 100 et 84 p. 100 de celles effectuées au Québec et en Ontario respectivement d'autre part. Par conséquent, pour que la mesure des parts des indépendants exprime avec exactitude la part véritable qu'ils ont prise au marché, il faut que les six raffineurs ayant fait l'objet de l'étude aient vendu aux indépendants une partie plus ou moins importante de leur production, par rapport à celle des autres raffineurs (comme Petrofina et BP qui ont été acquis par Petro-Canada en 1981 et 1983). Vu que la société Irving ne vend pas aux indépendants et qu'Impériale et Suncor vendent des proportions relativement importantes de leur production aux indépendants, il est probable que les parts de marché des indépendants sont un peu exagérées, notamment dans la région de l'Atlantique. Les parts de marché des indépendants sont également touchées dans la mesure où ils exportent et importent des produits. Les importations n'auraient pas influé sur les résultats en 1982.

raffineurs, soit Petrofina, BP et Ultramar[2], qui se sont implantés sur le marché québécois à la fin des années 1950 et au cours des années 1960, a avivé la concurrence pour l'obtention de la clientèle des indépendants. Les nouveaux venus, qui avaient besoin de points de vente pour écouler leurs produits, ont commencé à acheter des indépendants approvisionnés jusqu'alors par les *Majors*.

Au cours des années, les sociétés pétrolières d'envergure nationale ont aussi acheté un certain nombre d'indépendants, quoiqu'on ne connaisse pas de façon certaine l'effet de ces acquisitions sur la répartition du marché, la taille de la plupart des entreprises acquises étant inconnue. Shell a investi plus que les autres dans ces acquisitions, car, entre 1961 et 1976, elle a acheté 163 détaillants, dont 102 étaient situés en Ontario et 28 au Québec. En outre, Canadian Fuel Marketers (CFM), achetée par Shell UK en 1968

2. En prévision de l'ouverture de sa raffinerie, en 1971, Ultramar a mis sur pied au Québec, dans les années 1960, un vaste réseau de vente de gros qui offrait un produit d'importation.

et vendue à Ultramar en janvier 1979, a acquis 73 autres détaillants. Ces acquisitions sont survenues tant avant qu'après l'achat de CFM. Au moment de son acquisition en 1968, CFM était le revendeur indépendant le plus important de l'Est du Canada. En 1969, Ultramar est devenue propriétaire à 50 p. 100 de Neal Petroleum of Ontario, qui avait été le revendeur indépendant le plus important après CFM. En 1971, elle est devenue propriétaire à 100 p. 100 de Neal. Entre 1961 et 1976, Gulf a acheté 24 indépendants, et Texaco, dont la dernière acquisition est survenue en 1971, en a acheté 12. Quant à Impériale, elle a fait 11 acquisitions entre 1958 et 1973, et 48 entre 1974 et 1981. Le fait de vendre la totalité ou une partie de leurs entreprises à un autre indépendant ou à un raffineur a fourni un excellent moyen de sortie aux indépendants, à une époque où les ventes affichaient un net recul. A moins que la baisse de la demande à long terme ne soit accompagnée d'une diminution du nombre des entreprises, il est presque certain qu'il y aura une augmentation des coûts unitaires moyens dans l'ensemble de l'industrie.

Les nombreuses acquisitions réalisées par Impériale après 1974 sont survenues à une époque où la société consolidait son réseau d'agents à l'est du Manitoba. Le nombre de ses agents est passé de 408 en 1974, à 286 en 1980, et les volumes de ventes moyens par agent ont augmenté d'environ 40 p. 100, malgré le ralentissement des ventes dans ce secteur.

A la suite de l'adoption, en 1974, de la *Loi sur l'examen de l'investissement étranger* (LEIE), le rythme des acquisitions d'indépendants de taille moyenne et de taille plus large s'est ralenti considérablement, sauf de juin 1979 à février 1980 alors que le gouvernement a assoupli les règles d'application de la LEIE. Certains raffineurs sous contrôle étranger (par exemple, Petrofina et Ultramar) ont réussi à se soustraire au processus d'examen de la LEIE en n'acquérant que des participants minoritaires. Ces raffineurs, ainsi que d'autres, ont également acheté des entreprises dont l'actif et le chiffre d'affaires étaient inférieurs aux montants sujets au processus d'examen prévu dans la LEIE.

5. Les prix payés par les particuliers

La façon dont les particuliers achètent du mazout et de l'essence présente deux différences notables qui ont de profondes répercussions sur le marché et entraînent une diminution de la concurrence au niveau des prix du mazout. En premier lieu, les écarts de prix de l'essence sont annoncés partout, tandis qu'une personne qui veut acheter du mazout doit habituellement prendre la peine de se renseigner auprès de plusieurs détaillants pour comparer les prix. On peut donc dire que les gens connaissent mieux les prix de l'essence que

ceux du mazout. En second lieu, les consommateurs sont constamment obligés de faire des choix lorsqu'ils achètent de l'essence; dans le cas du mazout, toutefois, c'est au fournisseur qu'il incombe de s'assurer que la chaudière de son client ne s'éteindra pas au cours de la saison froide ou même d'une année à l'autre, le client n'ayant, quant à lui, qu'à payer les factures qui lui sont envoyées. Les contrats annuels d'entretien de brûleurs et les services de dépannage contribuent également à minimiser l'importance des faibles écarts de prix.

Soit pour les raisons énoncées ci-dessus, soit pour des raisons moins évidentes, les écarts de prix de l'essence, contrairement à ceux qu'on observe à l'égard des prix du mazout, peuvent faire varier considérablement les volumes de ventes d'un débouché à l'autre et, parfois, faire fluctuer considérablement les prix. Il y aurait une moins grande concurrence au niveau des prix dans le secteur du mazout que dans celui de l'essence, malgré la présence de nombreux revendeurs de mazout. Les gros fournisseurs de mazout établissent un prix au camion-citerne pour leurs clients. En période de guerre des prix, les fournisseurs offrent des rabais provisoires sur le prix au camion-citerne au lieu de le modifier.

En raison de la relative stabilité du nombre des consommateurs de mazout, les ventes d'une entière saison de chauffage ou plus peuvent être fonction d'une unique proportion de prix. Ce phénomène devrait faciliter des réductions de prix qui ne sont pas annoncées, quoiqu'on ignore précisément dans quelle mesure la chose se produit. Les rabais consentis à des groupements d'achat semblent constituer la seule forme de concurrence sur les prix de livraison aux particuliers. Pour autant qu'on puisse en juger, les consommateurs sont à la source d'une telle concurrence, certaines organisations telles que les caisses de crédit se chargeant de négocier les prix au nom de leurs adhérents. Les raffineurs expliquent que de tels rabais peuvent être consentis parce que les achats groupés leur permettent d'économiser au niveau du personnel des ventes. Les consommateurs peuvent parfois obtenir des rabais tout simplement en étant membres de certaines associations. Certains indépendants ont jugé que les rabais consentis à des associations de consommateurs constituaient une forme de concurrence répréhensible de la part des *Majors*. Toutefois, ces rabais, tout comme d'autres, sont simplement une manifestation des forces normales du marché et peuvent être consentis par tout fournisseur. Il pourrait néanmoins y avoir matière à critique si le montant des rabais était tel que les ventes de gros rapportaient systématiquement aux raffineurs des bénéfices nets plus élevés que les ventes au détail, car on s'attendrait normalement que les indépendants dont les rentrées sont plus élevées bénéficient de prix plus bas. Quoique le montant des rabais sur les ventes consentis par les raffineurs n'ait pas été établi, l'importance des bénéfices réalisés par les indépendants, sur leurs ventes au détail courantes,

au cours des dernières années, indique que ceux-ci jouissaient d'une marge amplement suffisante pour offrir des remises.

Les revendeurs indépendants de mazout ont déclaré que le fait d'offrir un service personnalisé (grâce à la modulation des heures d'ouverture, des délais de livraison et des quantités livrées) constituait pour eux un moyen d'attirer la clientèle. Les ventes aux particuliers représentent probablement plus de 70 p. 100 du chiffre d'affaires des revendeurs de mazout[3].

6. Les marges bénéficiaires brutes des indépendants

Sur le marché du commerce de détail, celui qui s'adresse aux particuliers, les indépendants sont confrontés aux sociétés auprès desquelles ils doivent s'approvisionner. Le Directeur et un certain nombre d'indépendants ont indiqué à la Commission que les grandes sociétés pétrolières avaient rogné les bénéfices des indépendants afin d'essayer de les chasser du marché en ne leur laissant pas un écart suffisant entre les prix qui leur étaient facturés et ceux qu'ils demandaient eux-mêmes aux consommateurs pour les mêmes produits.

En réponse aux plaintes des revendeurs indépendants, mentionnées ci-dessus, portant que leurs fournisseurs/concurrents (les raffineurs distributeurs) fixaient les prix de gros et de détail de manière à les obliger à abandonner le marché résidentiel du mazout, la Commission a étudié leurs marges brutes sur certains marchés de l'Est canadien[4].

Les annexes K et L présentent les résultats de cette étude sous la forme de tableaux et donnent des explications sur la méthode et les données utilisées. Les marges brutes annuelles sont établies d'après le prix de détail moyen du mazout de catégorie n° 2 consigné par Statistique Canada et les profits des raffineurs sur les ventes effectuées aux revendeurs indépendants et dont les chiffres ont été communiqués à la Commission, tandis que les marges mensuelles sont fondées sur les statistiques de prix et de profits fournies à la Commission par les raffineurs.

---

3. En 1984, ces ventes ont représenté 62 p. 100 des ventes de fuel domestique au Canada (66 p. 100 et 65 p. 100 au Québec et en Ontario respectivement). Puisque dans la seconde moitié des années 1970, les revendeurs éprouvaient de plus en plus de difficultés à concurrencer les raffineurs sur le plan des ventes au secteur commercial et industriel, les ventes aux particuliers ont commencé à revêtir une importance croissante pour ces fournisseurs non intégrés.

4. Les marges brutes des revendeurs de l'Ouest canadien n'ont pas été examinées parce que les plaintes reçues provenaient de revendeurs de l'Est du pays. Dans l'Ouest, c'est le gaz naturel qui était le combustible le plus généralement utilisé.

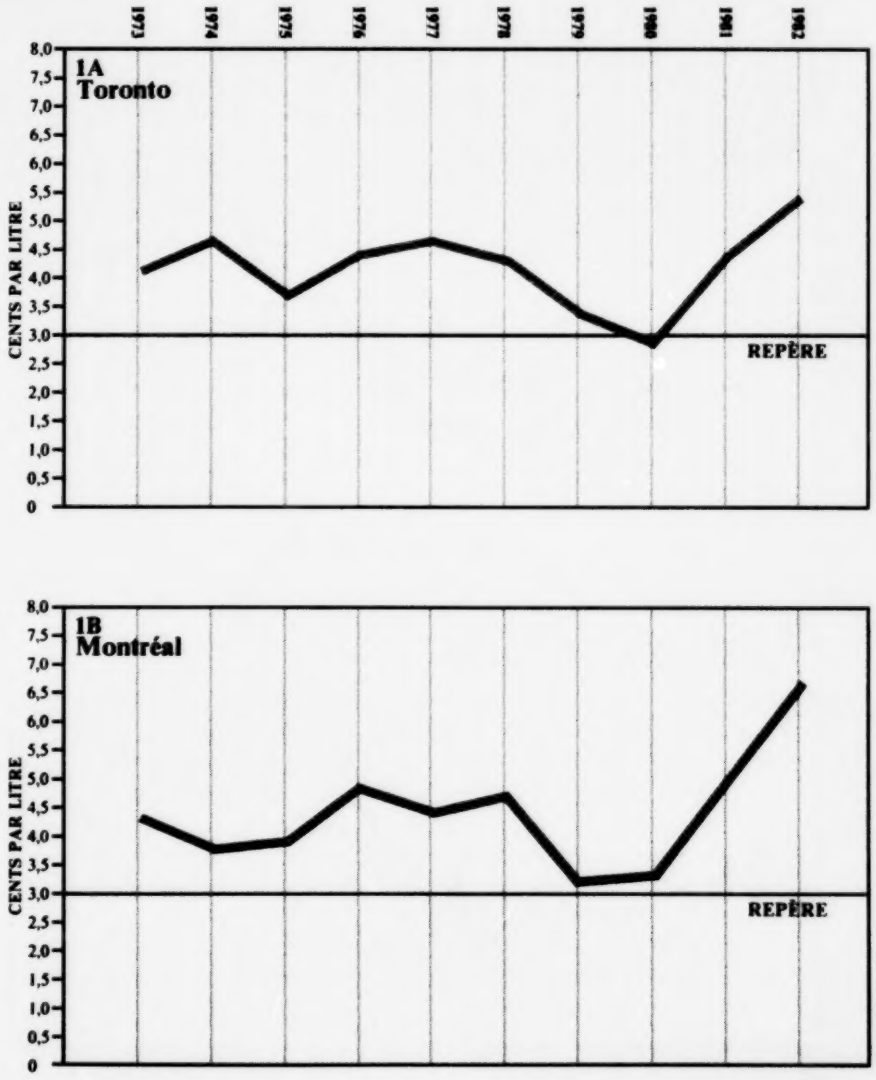
Les figures 1A et 1B montrent pour Montréal et Toronto respectivement les marges brutes moyennes pour chaque année de 1973 à 1982. Comme le taux d'inflation était fort élevé au cours de la période visée, les marges mesurées en dollars courants ne peuvent être comparées que de façon très approximative d'une année à l'autre. Malgré l'imperfection de l'indice utilisé, les marges mesurées en dollars constants de 1981 permettent d'effectuer de bien meilleures comparaisons sur l'ensemble de la période visée. Sauf indication contraire, nos propos sur les marges brutes se fondent sur des données corrigées de manière à tenir compte de l'inflation.

Les figures 2A et 2B indiquent, pour les années 1979 à 1983, des marges brutes fondées sur des données mensuelles. Les marges moyennes de l'ensemble des revendeurs indépendants et celles des plus petits revendeurs compris dans l'échantillon présenté par les raffineurs sont exposées de façon distincte.

L'ampleur des marges brutes n'est pas étrangère à l'inquiétude qu'ont manifestée les indépendants et le Directeur au sujet d'un resserrement abusif des prix pratiqué par les grandes sociétés. Tel qu'on en discute au chapitre XVI, la mise en évidence d'un comportement abusif est peut-être l'aspect le plus complexe de la politique de concurrence. En effet, il est difficile de faire la distinction entre des bas prix qui découleraient de la mise en présence de forces concurrentielles normales et ceux qui auraient été délibérément fixés à un niveau déraisonnable dans l'espoir qu'en ébranlant la position d'un concurrent, on puisse, par la suite, exiger des prix plus élevés. Ce comportement constituerait un abus de position dominante. La preuve nécessaire pour conclure de façon catégorique qu'il y a eu ou non abus n'a pas été soumise à la Commission, peut-être parce qu'une enquête menée en vertu de l'article 47 n'a pas pour objet de déterminer s'il y a eu infraction pénale en vertu de l'article 34(1)(c). Les données sur les marges brutes ont été obtenues afin de voir, dans le temps, si les niveaux et fluctuations des marges moyennes laissaient entrevoir la possibilité d'une baisse abusive des prix. Mais, dans un dernier temps, il est nécessaire de faire un examen du prix de revient. Bien que, pour déterminer s'il y a eu comportement abusif, ce soit habituellement du prix de revient du présumé «bradeur» dont on tienne compte, il est aussi utile, pour évaluer l'intention malhonnête ou ses effets, d'avoir accès à certains renseignements sur le prix de revient de revendeurs indépendants.

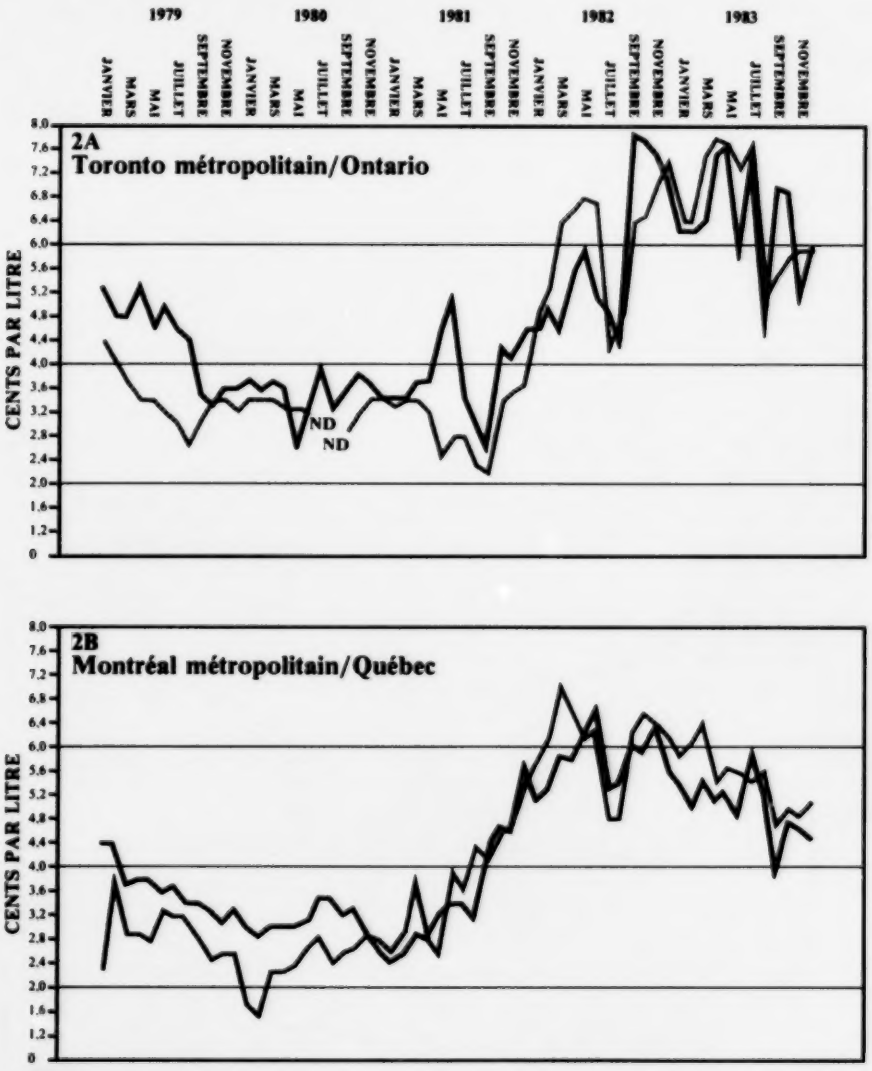
En réaction à la rareté qui sévissait sur le marché pétrolier en 1978-1979, le ministre fédéral de l'Énergie, des Mines et des Ressources a chargé des représentants de son ministère et des consultants du secteur privé de mener une étude qui comprenait, notamment, une analyse des prix de revient des revendeurs. Cette étude a conclu que les revendeurs «efficaces» pouvaient rentrer dans leurs frais et faire un profit normal en se réservant une marge de

FIGURE XVIII-1.
Marges brutes annuelles des revendeurs indépendants de mazout à Toronto et Montréal,
en cents constants de 1981, par litre, 1973 à 1982.



Source: Annexe L, tableau 1.

FIGURE XVIII-2.
Marges brutes mensuelles (fondées sur les profits moyens pondérés) accessibles aux deux plus petits revendeurs indépendants de mazout et à l'ensemble de ces revendeurs indépendants, 1979 à 1983
en cents constants de 1981 par litre.



Source: Annexe L, tableau 10.

0,03 $ par litre (en dollars constants de 1981). Dans ce contexte, le terme «efficace» signifie pour la Commission que les revendeurs en question ont un chiffre d'affaires raisonnable et prennent toutes les mesures possibles pour réduire leurs coûts. Cette estimation est conforme au témoignage de M. S. Abracen, président de Norco Oil Ltd., le plus important revendeur indépendant de mazout de Montréal. Tout en précisant ne traiter de ce sujet que de façon très générale, M. Abracen a déclaré en novembre 1983 qu'il lui fallait une marge de 0,029 $ par litre (en dollars constants de 1981) pour rentrer dans ses frais et réaliser un bénéfice. Bien que la Commission sache très bien que les prix de revient varient d'un fournisseur à l'autre, elle croit néanmoins que ces estimations fournissent une marge de référence utile lorsqu'il s'agit d'évaluer les marges brutes pour les premières années de 1980. Les normes de calcul du prix de revient qu'il est possible d'utiliser sont très nombreuses. Une norme exigeant qu'il soit tenu compte de tous les frais et du taux de rendement du capital constitue le critère objectif le plus strict pour déterminer s'il y a eu comportement abusif. Les estimations données ci-dessus sont fondées sur cette norme.

A moins que les estimations des marges de référence données ci-dessus ne soient vraiment insuffisantes, les marges brutes dont ont pu disposer les indépendants pendant la plupart des périodes prises en considération par l'étude révèlent que ceux-ci n'ont pas été victimes d'une baisse abusive des prix. En fait, à Toronto et à Montréal, des marges moyennes de 0,042 $ et 0,044 $ par litre respectivement (en dollars constants de 1981) de 1973 à 1982 laissent supposer que la concurrence sur le marché résidentiel n'était pas très forte.

Il y a eu des périodes pendant lesquelles les marges brutes ont été inférieures à 0,03 $ par litre. Ce sont alors les plus petits indépendants qui ont été le plus touchés. La preuve ne permet toutefois pas de déterminer la raison pour laquelle les marges bénéficiaires ont diminué. Une baisse abusive des prix ne peut pas être écartée, mais le jeu normal du marché aurait facilement pu produire le même résultat: tout commerçant doit s'attendre à essuyer des pertes occasionnelles.

D'après les données annuelles, en dollars constants de 1981, présentées dans les figures 1A et 1B, ce n'est qu'en 1980, à Toronto, que les marges brutes sont tombées au-dessous de 0,03 $. Pour le reste de la période visée par l'étude, elles sont toutes, pour les deux villes, bien au-dessus de ce niveau. En 1982, la marge est passée à un niveau jamais atteint.

Deux différences fondamentales entre les figures 1 et 2 expliquent probablement pourquoi les résultats qu'elles présentent ne sont pas exactement identiques, même si l'on tient compte de l'utilisation des

moyennes mensuelles dans un cas et des moyennes annuelles dans l'autre. Premièrement, les marges brutes moyennes indiquées pour chaque mois dans les figures 2A et 2B sont fondées sur les profits d'un groupe de raffineurs différent de celui qui est utilisé pour obtenir les figures 1A et 1B. Deuxièmement, bien que les profits annuels moyens des raffineurs sur lesquels se fondent les figures 1A et 1B, ainsi que les profits mensuels moyens utilisés pour calculer les marges de l'ensemble des revendeurs dans les figures 2A et 2B, aient été calculés en fonction de l'ensemble des ventes à des revendeurs, les profits moyens utilisés pour calculer les marges des plus petits revendeurs (figures 2A et 2B) se fondent seulement sur les ventes à certains des indépendants les moins importants.

Les marges brutes moyennes indiquées, par mois et pour l'ensemble des revendeurs, dans les figures 2A et 2B révèlent que ces marges ne peuvent être considérées comme «exagérément étroites» qu'à Montréal, pendant les mois de novembre et décembre 1980 et au cours des premiers mois de 1981. Les deux cas isolés de rétrécissement des marges brutes au-dessous de 0,03 $ par litre à Toronto constituent des exceptions. L'utilisation du niveau du prix de revient réduit par l'indice général des prix pour une seule année diminue, sans aucun doute, la confiance qui peut être mise dans les comparaisons faites durant une période de temps aussi longue que 10 ans. Toutefois on peut douter qu'il y aurait des changements apportés aux conclusions par l'obtention de données sur les prix de revient couvrant une période plus longue étant donné l'écart entre les marges et les frais de distribution.

Contrairement à la situation de l'ensemble des revendeurs décrite à la Figure 2B (pour Montréal), celle des plus petits revendeurs a été moins agréable. Dans leur cas, au cours des périodes de chauffage de 1980 et de 1981, les marges brutes ont été inférieures à 0,03 $ par litre et elles ont été particulièrement basses pendant toute l'année 1980. Cependant, la situation de ce groupe de revendeurs, tout comme celle des autres, s'est considérablement et constamment améliorée de l'automne de 1981 jusqu'au printemps de 1983. Elle s'est alors légèrement détériorée, tout en restant très bonne jusqu'à la fin de 1983.

A Toronto, les marges brutes des plus petits revendeurs sont restées inférieures à 0,03 $ par litre pendant plusieurs mois consécutifs une fois seulement, soit de mai à septembre 1981[5]. Les ventes au cours de cette période presque totalement creuse varieraient normalement de faibles à nulles et n'auraient pas beaucoup d'impact sur les revenus annuels des revendeurs. La différence entre la prospérité des plus petits revendeurs de

5. Il est possible que la situation ait été la même entre juillet et septembre 1980, mais les données relatives à ces mois n'étaient pas disponibles.

Toronto et de Montréal est semblable à celle observée entre les revendeurs plus importants de ces deux villes puisqu'en général, de 1979 à 1983, les marges des revendeurs de Toronto ont été plus élevées que celles des revendeurs de Montréal[6].

Le volume annuel d'achat des produits des raffineurs par les plus petits revendeurs a généralement été inférieur à 2,25 millions de litres par année. Des données aussi basses sur les ventes pourraient indiquer que l'acheteur s'approvisionne auprès de plus d'un fournisseur. Cependant, la taille moyenne des revendeurs du Québec en particulier, mais aussi de l'Ontario, permet de croire que les plus petits revendeurs se sont ravitaillés auprès d'un seul fournisseur. Ce fait révèle que ces plus petits revendeurs étaient doublement désavantagés: leur prix de revient était élevé (à cause de leur faible volume de ventes) et ils devaient payer davantage pour s'approvisionner que les grands revendeurs (à cause de leur moins grand pouvoir de négociation). Ces désavantages, joints à un recul de la demande, ont eu raison du désir d'indépendance des petites entreprises et de l'ingéniosité qu'elles apportaient à réduire leurs coûts, ce qui a donné lieu, comme on l'a vu au tableau 3, à une baisse du nombre de petits distributeurs au Québec.

En général, les revendeurs se tirent mieux d'affaire pendant les périodes où il est facile de s'approvisionner qu'en période de raréfaction de l'offre. Un approvisionnement déficient au Québec, à l'hiver 1978-1979, explique la faiblesse des marges bénéficiaires en 1979. En fait, un resserrement inhabituel du crédit a dans bien des cas réduit encore davantage les marges observées au cours de cette période. En outre, certains revendeurs et raffineurs ont dû payer davantage pour faire transporter leur produit à partir de provinces voisines. On comprend moins aisément la baisse des marges bénéficiaires enregistrée après 1979. Bien que la situation au Québec en 1980 et au début de 1981 paraisse quelque peu anormale, rien n'indique que les raffineurs aient procédé à une compression générale des prix.

Les marges brutes observées en 1982 et 1983 indiquent que les réductions des prix du gros ne sont pas nécessairement répercutées sur les consommateurs. Malgré l'existence de nombreux revendeurs au Québec et en Ontario,

---

6. A l'exclusion des mois creux ou sans chauffage (de mai à août), voici la différence entre les marges mensuelles moyennes de l'ensemble des revendeurs et celles des deux plus petits revendeurs à Toronto et Montréal (en dollars courants par litre):

	1979	1980	1981	1982	1983
Toronto moins Montréal					
Ensemble	0,004	0,006	(0,001)	0,006	0,019
Les deux plus petits	0,007	0,008	(0,007)	(0,001)	0,012

Source: Annexe L, tableau 9.

on peut qualifier d'oligopolistiques la plupart des marchés de détail. Il est difficile de prévoir si des variations de coûts sont répercutées sur de tels marchés et, le cas échéant, avec quelle rapidité elles le seraient. Cependant, les distributeurs sont toujours enclins à consentir des rabais lorsqu'ils disposent de fortes marges. Il n'est donc pas surprenant que cela se soit produit depuis la fin de 1983, dans une mesure limitée, sur le marché du mazout.

7. Problèmes d'approvisionnements en 1978-1979

La baisse considérable des approvisionnements survenue au cours de la saison froide de 1978-1979, et les mesures prises par les raffineurs à cet égard, sont décrites en détail à l'annexe M. Le ministère fédéral de l'Énergie, Mines et Ressources a déjà étudié les causes de cette pénurie, mais, étant donné l'inquiétude manifestée par plusieurs témoins, la Commission examinera les faits essentiels dans ce dossier. Le ministère de l'Énergie, Mines et Ressources est donc parvenu aux conclusions suivantes: la pénurie a été en grande partie causée par une série de pannes survenues dans les raffineries à un moment de forte demande (attribuable à une longue période de froid exceptionnel); l'exportation de fuel léger, par Ultramar et par plusieurs grands revendeurs, s'inscrivait dans le cadre de contrats que ces sociétés avaient déjà conclus; les approvisionnements supplémentaires envoyés par l'Ontario et les provinces de l'Atlantique au Québec sont venus atténuer les effets de la pénurie.

D'après l'étude menée par EMR, les pénuries étaient temporaires et localisées, plutôt que permanentes et généralisées. Plusieurs raffineurs ont été contraints d'imposer des quotas à leurs clients (y compris aux indépendants), tandis que d'autres ont discontinué ou réduit seulement les approvisionnements vendus à leurs revendeurs. Selon M. Servais, du ministère de l'Énergie et des Ressources du Québec, aucun consommateur n'a manqué de mazout au cours de la crise. Toutefois, certains revendeurs, qui ne pouvaient compter sur des quantités fermes, stipulées par contrat, ont dû s'approvisionner au moyen d'un système de compensation interne, géré par M. Servais, ou ont dû s'adresser à des fournisseurs de l'Ontario. Sans l'appui des gouvernements fédéral et québécois, qui ont fait en sorte que les raffineurs et d'autres revendeurs cèdent aux indépendants leurs stocks excédentaires, certains de ceux-ci auraient souffert bien davantage de la crise.

En réponse aux plaintes voulant que la politique d'approvisionnement pratiquée à l'égard des revendeurs pendant cette période de pénurie était injuste, des raffineurs tels qu'Impériale, Shell, Gulf, et Texaco ont fourni des chiffres[7] qui ont révélé que le pourcentage de leurs ventes aux revendeurs a

7. Pour prendre connaissance de ces chiffres, se reporter à l'annexe M.

augmenté plutôt que diminué au début de 1979. Ultramar a dû réduire le volume de ses ventes aux revendeurs, ainsi qu'aux détaillants de son propre réseau, en raison d'une baisse des approvisionnements de brut. Plusieurs distributeurs de mazout au Québec se sont plaints de la façon dont certains raffineurs (surtout Petrofina) ont géré leur système de quotas et de répartition des approvisionnements au cours de 1978-1979. D'après leurs témoignages, certains indépendants ont été traités de façon injuste parce que Petrofina n'avait pas imposé de quotas aux détaillants de mazout de son propre réseau. Par contre, au cours des pires mois de la crise, soit février, mars et avril 1979, d'autres raffineurs tels que BP ont permis à des indépendants de se ravitailler en entamant leurs provisions des mois suivants.

8. Comparaison entre les bénéfices réalisés par des raffineurs sur les ventes faites à des établissements commerciaux ou industriels et les ventes faites à des revendeurs indépendants

Les écarts entre les profits nets réalisés par deux raffineurs (Gulf et Shell) sur leurs ventes à des établissements commerciaux ou industriels (C/I) et sur leurs ventes à des revendeurs indépendants de l'Est du Canada sont présentés au tableau 6. Les sources de ces statistiques, la méthode employée ainsi que des tableaux plus détaillés sont fournis aux annexes K et L.

Tableau XVIII-6

Marges de gros implicites dont ont disposé les revendeurs au chapitre des ventes de mazout faites à des établissements C/I, entre 1973 et 1982, en cents constants de 1981 par litre

Année	Québec/Provinces de l'Atlantique	Ontario
1973	0,56	(0,65)
1974	0,67	0,93
1975	1,96	1,04
1976	1,95	0,67
1977	1,22	0,03
1978	1,20	(0,26)
1979	0,06	(0,43)
1980	1,66	0,15
1981	2,30	0,35
1982	2,31	0,02

Note: Les données relatives aux bénéfices C/I utilisées pour ces calculs ont été rajustées en fonction de l'inflation; on a de plus rajusté ces données en soustrayant 0,011 $ (en cents constants de 1981 par litre) au titre des frais de livraison et de vente censés être inclus dans les bénéfices C/I.

Source: Tableau 2, partie C, à l'annexe L.

Ces comparaisons ont pour objet de déterminer si, pendant une période prolongée, des raffineurs ont fait payer des prix moins élevés (frais de livraison non compris) aux établissements commerciaux ou industriels qu'aux revendeurs. Aucune loi, bien sûr, n'interdit de faire payer un prix moins élevé à un client qu'à un autre, à condition qu'il ne s'agisse pas de concurrents. On peut toutefois contester le fonctionnement d'un marché qui permettrait à des raffineurs de réaliser des bénéfices nets plus élevés sur des ventes à un groupe de clients particulier. Il serait normal de s'attendre que la concurrence mette bien vite fin à une situation qui permettrait aux raffineurs de tirer de façon continue des bénéfices nets plus élevés d'une classe particulière de clients. Si un groupe de clients concurrents permet constamment de réaliser des bénéfices nets plus élevés que d'autres clients, il faut donc s'efforcer d'en trouver la raison.

Plusieurs arguments soulevés par les raffineurs doivent être pris en considération lorsqu'il s'agit d'interpréter les résultats. Des établissements commerciaux ou industriels choisissent habituellement des contrats d'approvisionnement d'au moins un an, comportant soit un rabais ferme soit un prix ferme susceptible d'être majoré en fonction des augmentations des coûts du brut ou des taxes imposées sur ce produit[8]. Ainsi, seuls les nouveaux contrats ou les contrats renouvelés récemment refléteraient les prix actuels du marché. D'un autre côté, les raffineurs savent par expérience que les revendeurs ont toujours été peu disposés à signer des contrats à long terme, demeurant ainsi libres de choisir ceux qui leur offrent les meilleurs prix. Par conséquent, les augmentations et les diminutions de prix (ou les bénéfices) se répercuteraient beaucoup plus tôt sur les revendeurs que sur l'ensemble des établissements C/I. Les raffineurs ont soulevé un autre argument selon lequel le raffineur voit de temps à autre les bénéfices qu'il a réalisés sur le marché C/I chuter à des niveaux marginaux en raison de la concurrence et que, à ce moment, les revendeurs aussi pourraient s'attendre à réaliser seulement un rendement marginal sur les ventes faites à des établissements C/I.

Il faut aussi faire preuve de circonspection en raison de l'ampleur de la catégorie des clients C/I ainsi que de l'étendue des régions géographiques visées par les données.

D'après le tableau 6 ci-dessous, les écarts de bénéfices réalisés sur les ventes faites à des clients C/I et à des revendeurs de l'Ontario indiquent que

8. Certains contrats conclus avec des établissements C/I couvrent une période pouvant atteindre cinq ans, mais le rabais ou le prix est renégociable chaque année.

les revendeurs qui veulent faire affaires avec des clients C/I ont une marge très faible ou déficitaire. Ces données s'opposent à celles qui s'appliquent au Québec et aux provinces de l'Atlantique. Mises à part trois années, les bénéfices moyens réalisés sur les ventes faites à des revendeurs dans ces provinces étaient d'au moins 0,012 $ le litre de moins que les bénéfices réalisés sur les ventes faites à des clients C/I. Les petits écarts de bénéfices pour 1979 sont supportés par l'étude d'EMR ci-haut mentionnée. Cette étude a conclu qu'en février 1979, cinq raffineurs québécois avaient réalisé des bénéfices sur leurs ventes à des clients C/I qui étaient moindres que ceux obtenus par les revendeurs.

Ces résultats s'opposent également à la preuve soumise par des revendeurs selon laquelle des raffineurs avaient fait des offres en vue d'approvisionner des établissements C/I qui se trouvaient à leur rapporter des bénéfices moins élevés, parfois même *avant* déduction des frais de transport, que ne leur rapportaient les ventes faites à des revendeurs. Quoique le tableau 6 semble indiquer que cette situation se produisait plus souvent en Ontario qu'au Québec et dans les provinces de l'Atlantique, les montants des bénéfices moyens que rapportaient les ventes à des clients C/I et à des revendeurs étaient environ les mêmes.

9. Résumé et conclusions

1. La forte diminution des ventes de mazout a eu un impact très important sur les distributeurs de ce produit pétrolier, lequel s'est exprimé par une baisse de leurs effectifs, que ce soit sous la forme de fermetures, d'acquisitions ou de fusions. Bien que le gaz naturel et l'électricité vont continuer à détourner les clients du mazout et à les attirer vers elles, ces sources d'énergie à meilleur marché ne sont point garantes d'une plus vive concurrence comme l'indiquent les marges exceptionnellement fortes que se sont réservées les distributeurs de mazout au cours des dernières années.

2. Les preuves soumises à la Commission semblent indiquer que les marges dont disposaient les indépendants les plus modestes établis à Montréal sont restées basses pendant bon nombre d'années du fait que les prix qui leur étaient facturés dépassaient ceux auxquels étaient assujettis leurs concurrents mieux placés; il n'en reste pas moins que les marges du revendeur indépendant moyen se sont révélées en général au-dessus de leurs frais de distribution.

3. De l'avis de la Commission, le secteur du mazout n'exige pas de mesures correctives. Toutefois, il lui a semblé qu'il fallait tenir compte, dans un contexte plus large, des préoccupations des indépendants, soucieux

d'avoir accès aux produits pétroliers dans des conditions raisonnables et de rester à l'abri des compressions de prix, et elle s'y est appliquée dans ses conclusions et recommandations.

4. Les caractéristiques suivantes du marché de mazout, soit le manque d'information facilement disponible au sujet des prix et la tendance pour les consommateurs à choisir un fournisseur pour la durée d'au moins une saison de chauffage nécessitent que ces consommateurs deviennent avertis afin d'en profiter plus pour leur argent.

XIX

Le rajustement de l'offre dans l'industrie du raffinage au Québec

1. Introduction

Le 13 janvier 1986, le ministre de la Consommation et des Corporations écrivait à la Commission pour lui demander d'étudier, dans son Rapport sur l'industrie pétrolière, «le problème que pose aux raffineries ayant leur siège social au Québec le maintien de l'équilibre entre l'offre et la demande sur le marché de l'essence et des autres produits pétroliers raffinés». De l'avis de la Commission, le meilleur moyen de s'attaquer à ce problème est d'abord de repérer les forces d'où sont issus les changements observés à la fois dans la demande de produits pétroliers provenant des raffineries du Québec et dans la capacité de ces établissements d'approvisionner le marché. Avant de passer à cet examen, la Commission désire toutefois commenter plus d'un exposé rédigé de la même encre que la requête du Ministre.

On a reçu des exposés du ministère de l'Énergie, Mines et Ressources (EMR) et du Directeur des enquêtes et recherches. L'exposé d'EMR s'est avéré non pertinent car cet exposé traitait seulement de la demande au Québec et se rapportait à la question de la sécurité des approvisionnements. On en a reçu également d'Impériale, de Shell et de Texaco, tous faisant une critique radicale de la manière dont le Directeur aborde la mesure de la demande de produits raffinés au Québec puisque son approche ignorait les importations de produits et les envois de produits des autres provinces. La Commission est d'accord avec les auteurs de ces critiques. Toutes les propositions reçues ont souligné la nécessité de traiter le Québec comme faisant partie de marchés géographiques plus étendus, voire, selon certains, en pleine évolution. Les exposés soumis par les sociétés pétrolières soulignaient notamment que, pour évaluer correctement les effets de la fermeture de la raffinerie Gulf de Montréal, il était indispensable de tenir compte de la concurrence exercée par les produits importés. Cette concurrence est étudiée dans une optique plus générale, et l'on retrouvera cette étude au chapitre XI.

Le mouvement des produits qui pénètrent dans une région géographique ou qui en sortent, est en partie attribuable à cette réalité bien évidente: les

frontières politiques et les frontières commerciales ne sont pas identiques. Au fait que les produits pétroliers peuvent être et sont effectivement transportés, sur de grandes distances, par pipeline ou par voies d'eau, s'ajoute, de plus, la constatation que l'offre et la demande de produits raffinés proviennent, dans une mesure appréciable, de sociétés différentes. Les firmes en quête de fournitures peuvent trouver moins onéreux de faire venir des produits qu'elles fabriquent ou qu'elles acquièrent ailleurs, plutôt que de les acheter d'un fournisseur de la province. Par exemple, la manière dont Texaco ou Impériale répondent à leurs besoins d'approvisionnement à Montréal n'est sans doute guère influencée par la possibilité qu'Ultramar ait une surcapacité à Saint-Romuald. C'est seulement au moment d'une raréfaction de l'offre qu'il peut être significatif de comparer l'offre et la demande globales dans une région donnée, puisque, à ces époques-là, le fonctionnement normal des forces du marché est nécessairement suspendu ou modifié. Même alors, ce sont des considérations d'ordre logistique, plutôt que les frontières provinciales, qui détermineraient la manière dont les besoins sont satisfaits.

2. La diminution des ventes de produits pétroliers

Selon la Commission, on ne saurait évaluer l'état actuel de l'offre et de la demande au Québec et dans les régions avec lesquelles cette province est en liaison, sans tenir compte de la baisse des ventes de produits pétroliers. Quoique ce facteur ait été souvent souligné dans les nombreuses études et évaluations publiées sur les fermetures de raffineries au Québec, son importance mérite d'être réaffirmée: d'abord, parce qu'il est difficile de se faire une idée juste de l'envergure du déclin, ensuite parce que les fermetures de raffineries qu'a entraînées la diminution des ventes ont réagi sur la demande des grossistes au Québec et l'ont réduite encore davantage. A Montréal, quatre raffineries ont fermé leurs portes, trois en 1983 et une à la fin de 1985.

Entre 1979 et la fin de 1985, les ventes de tous les produits pétroliers ont accusé une baisse de 39 p. 100 au Québec, de 30 p. 100 dans les provinces de l'Atlantique et de 21 p. 100 en Ontario. La plupart de ces chutes se sont produites entre 1979 et 1983. L'industrie du raffinage, particulièrement l'industrie québécoise du raffinage, a subi, pour ce qui est de ses ventes, une diminution dont on jugera le mieux l'importance en la comparant à ce qui s'est passé pendant la grande dépression des années 1930, où l'on a vu le produit national brut réel baisser d'un tiers entre 1929 et 1933. Il est du reste probable que d'autres baisses, plus légères, des ventes de produits pétroliers seront observées au Québec. Les écarts dans les diminutions des ventes observées dans les provinces de l'Atlantique, au Québec et en Ontario s'expliquent par les différences existant entre les régions quant à la nature

des produits vendus et aux possibilités d'avoir accès à d'autres sources d'énergie. Les provinces de l'Atlantique et le Québec dépendaient beaucoup, au milieu des années 1970, du fuel lourd et du fuel léger pour le chauffage et l'énergie industrielle. Or, la consommation de ces produits était plus faible en Ontario, qui déjà dépendait largement des gazoducs. Les tendances du marché d'une part et les politiques d'État d'autre part ont fait monter les prix du brut plus rapidement que ceux du gaz naturel et de l'électricité, notamment en Ontario et au Québec. (L'un et l'autre avaient considérablement augmenté leur potentiel d'électricité.) Ces écarts de prix, joints d'abord à la promotion des solutions de rechange aux produits pétroliers, à laquelle le gouvernement fédéral a eu recours pour intéresser les consommateurs et les amener à transformer leurs systèmes de chauffage, puis au prolongement vers l'est du pipeline de gaz naturel au Québec, ont entraîné dans cette province le remplacement massif des fuels légers et lourds par le gaz naturel et l'électricité. Les occasions de remplacement ont été moindres dans les provinces de l'Atlantique et le besoin de recourir à cette formule, moins prononcé en Ontario. En outre, le Québec a augmenté considérablement la taxe sur l'essence en novembre 1981. Cette dernière mesure a contribué sans aucun doute à accentuer la baisse des ventes d'essence dans cette province, d'une manière plus sensible que dans les autres.

Les ventes totales de produits pétroliers raffinés dans les provinces de l'Atlantique, au Québec et en Ontario, pendant les années 1974 à 1985 inclusivement, figurent au tableau 1, et les ventes de fuel léger, de fuel lourd

Tableau XIX-1

Total des ventes de produits pétroliers dans l'Est du Canada, 1974 à 1985 (en milliers de barils)

Année	Provinces de l'Atlantique	Québec	Ontario
1974	81 938	174 703	186 643
1975	78 614	170 167	181 302
1976	79 942	177 658	191 955
1977	78 954	172 277	195 620
1978	82 601	170 207	201 634
1979	83 283	175 291	207 866
1980	83 214	170 483	195 964
1981	70 145	154 312	184 820
1982	65 568	133 463	163 671
1983	56 794	119 828	158 984
1984	59 015	114 681	163 367
1985	58 560	107 648	166 183

Source: Statistique Canada, nº 45-004 au catalogue.

et d'essence au Québec, au cours de la même période, apparaissent au tableau 2.

Sur une base annuelle, la baisse des ventes enregistrée au Québec entre 1979 et 1985 s'est élevée à 67 643 000 barils. La diminution absolue (26 000 000 barils) ou relative (68 p. 100) la plus forte est celle qui a touché les ventes de fuel lourd. Les ventes d'essence ont chuté de 12 639 000 barils, soit 23 p. 100, et celles de mazout léger, de 20 173 000 barils, ou 54 p. 100. En 1979, les ventes de fuel léger avaient déjà atteint un niveau plus bas que celui qu'elles affichaient au début des années 1970.

Tableau XIX-2

Ventes des principaux produits pétroliers au Québec, 1974 à 1985
(en milliers de barils)

Année	Fuel léger*	Fuel lourd	Essence
1974	44 960	42 902	49 717
1975	44 385	38 845	52 901
1976	48 077	39 261	54 240
1977	40 449	37 360	53 641
1978	39 453	33 776	54 562
1979	37 551	38 366	55 190
1980	35 555	36 823	54 640
1981	29 508	32 399	51 354
1982	27 114	27 120	44 574
1983	22 387	20 929	42 676
1984	19 282	17 400	42 509
1985	17 378	12 366	42 551

* Inclus le kérosène.

Source: Statistique Canada, nº 45-004 au catalogue.

Un calcul très simple permet de ramener la baisse globale des ventes annuelles à environ 185 000 barils par jour civil de capacité de raffinage. Si l'on suppose que ces 185 000 barils par jour auraient été produits dans une raffinerie qui tourne à 85 p. 100 de sa capacité, ce qui équivaut en gros à la moyenne historique, la baisse des ventes observée au Québec représente une diminution de la capacité requise de 218 000 barils par jour. Les raffineurs des firmes Texaco, BP et Impériale qui ont fermé leurs portes en 1983 produisaient, toutes capacités confondues, 229 000 barils par jour. Dans la mesure où les diminutions ont surtout frappé les fuels lourds et légers, il aurait fallu maintenir la baisse de capacité à un niveau légèrement plus élevé si les raffineries restantes n'avaient pas fait l'acquisition d'un équipement qui leur a permis de produire davantage de produits pétroliers légers tout en

conservant leur capacité de distillation existante. Toutefois, les sociétés Ultramar, à Saint-Romuald, et Petro-Canada et Shell, à Montréal, se sont dotées, ou vont se doter, d'un matériel de valorisation qui leur donnera la possibilité de produire des produits légers en plus grande proportion.

Il serait peut-être opportun de mentionner ici la première conclusion que la Commission a portée au cours de la présente enquête: le déclin des ventes au Québec avait rendu la fermeture des raffineries de Montréal en 1983 virtuellement inévitable. Les fermetures elles-mêmes ont entraîné un effet secondaire, notamment une baisse additionnelle des ventes totales des raffineries québécoises non reliée à la diminution de la demande totale au Québec. Cet effet secondaire est occasionné non seulement par la réduction de la capacité mais aussi par l'élimination de la présence d'importantes sociétés de raffinage telles qu'Impériale et Texaco. Cet effet diminue les envois de produits à partir du Québec vers les autres régions et augmente ceux venant d'ailleurs vers le Québec afin de rencontrer les besoins de ces sociétés même si la majeure partie de ces besoins est satisfaite par des ententes d'approvisionnement avec d'autres raffineurs québécois. L'examen des mouvements interprovinciaux et internationaux auquel nous nous livrons ci-dessous nous permettra d'étudier cette seconde conclusion de plus près.

3. Le mouvement des produits aux niveaux interprovincial et international

Comme l'indique le tableau 3, il y a eu au cours des ans, dans l'Est du Canada, un mouvement interprovincial important des produits pétroliers raffinés. Au milieu des années 1970, la province de l'Ontario recevait nettement plus de produits qu'elle n'en livrait, mais cette position a été modifiée à mesure que la capacité de production de ses raffineries a augmenté. Le Québec fournissait une grande quantité de produits à d'autres provinces, mais il en recevait également beaucoup. Il est à noter que, pour cette province, l'année 1979 a été anormale parce que plusieurs incidents ont réduit pendant un certain temps la capacité de production de ses raffineries. Certains de ces problèmes semblent avoir aussi marqué l'entrée et la sortie de produits en 1980. Dans les provinces de l'Atlantique comme au Québec, le mouvement interprovincial des produits a été important, au cours des premières années, dans les deux sens, (voir le tableau 3) mais, en 1979, les volumes avaient beaucoup diminué. En 1981, ces provinces qui auparavant livraient plus de produits qu'elles n'en recevaient, sont devenues destinataires nets. Ce fait s'explique probablement par la fermeture de la raffinerie de Point Tupper en Nouvelle-Écosse, appartenant à la société Gulf, à la fin de 1980.

Tableau XIX-3

Mouvement interprovincial des produits pétroliers, 1974 à 1985 (en milliers de barils)

Année		Provinces de l'Atlantique	Québec	Ontario	Total*
1974	Reçus	17 179	17 477	32 044	66 700
	Livrés	28 991	32 798	3 435	65 224
1975	Reçus	19 441	22 805	36 581	78 827
	Livrés	34 066	37 981	4 433	76 480
1976	Reçus	31 940	17 279	33 697	82 916
	Livrés	39 730	36 075	4 870	80 675
1977	Reçus	19 546	16 716	35 164	71 426
	Livrés	27 320	37 600	3 971	68 891
1978	Reçus	9 640	14 905	31 064	55 609
	Livrés	12 288	35 549	5 347	53 184
1979	Reçus	6 411	23 519	22 539	52 469
	Livrés	12 011	24 090	11 984	48 085
1980	Reçus	8 661	20 274	21 774	50 709
	Livrés	9 512	24 883	12 901	47 296
1981	Reçus	14 517	18 428	20 346	53 291
	Livrés	9 943	28 857	11 913	50 713
1982	Reçus	9 225	15 085	20 059	44 369
	Livrés	4 310	28 008	10 874	43 192
1983	Reçus	8 330	20 567	24 425	53 322
	Livrés	4 504	28 308	17 646	50 458
1984	Reçus	8 267	17 654	18 818	44 739
	Livrés	6 915	21 810	12 398	41 123
1985	Reçus	4 649	19 278	21 491	45 418
	Livrés	4 604	23 406	13 822	41 832

* La différence minime entre les mouvements combinés des produits livrés et reçus par les provinces de l'Atlantique, l'Ontario et le Québec indique, comme on pouvait s'y attendre, qu'il y a eu un très faible échange de produits entre cette région et l'Ouest du Canada.

Source: Statistique Canada, nº 45-004 au catalogue.

Avant les fermetures de raffineries à Montréal en 1983, le Québec livrait chaque année aux autres provinces au-delà de 10 millions de barils de produits de plus qu'il n'en recevait. Cet excédent net écoulé vers l'extérieur a été ramené à environ cinq millions de barils en 1984 et 1985. Des variations

correspondantes, mais dans le sens inverse, se sont produites en Ontario et dans les provinces de l'Atlantique. Cependant, la variation la plus marquante a été celle qui a caractérisé les importations du Québec, indiquées au tableau 4. Celles-ci ont augmenté chaque année de 1983 à 1985. Ces modifications de la balance commerciale nette au niveau international et des mouvements nets des produits au niveau interprovincial, qui découlent probablement des fermetures de raffineries, représentent une réduction de la demande relative à la production des raffineries du Québec qui s'ajoute à la chute des ventes dans cette province. On peut donc voir qu'il est inutile d'essayer de mesurer la capacité de raffinage au Québec par rapport aux ventes dans cette province, avec ou sans l'addition des ventes dans la vallée de l'Outaouais.

Tableau XIX-4

Exportations et importations de produits pétroliers du Québec, 1974 à 1985
(en milliers de barils)

Année	Exportations	Importations
1974	3 621	14 455
1975	6 139	9 101
1976	8 517	7 658
1977	10 493	13 476
1978	10 774	11 589
1979	2 080	3 418
1980	3 898	4 887
1981	5 928	4 336
1982	8 083	3 277
1983	6 058	7 830
1984	8 409	15 922
1985	8 889	14 856

Source: Statistique Canada, nº 45-004 au catalogue.

4. L'acquisition par Ultramar des actifs d'aval de la société Gulf dans l'Est du Canada

Une dernière question doit être abordée en ce qui concerne le tableau de l'offre et de la demande du raffinage au Québec. Il s'agit de la vente par Gulf de sa raffinerie de Montréal et de ses points de vente au Québec et dans les provinces de l'Atlantique. Le gouvernement fédéral a approuvé l'acquisition de ces actifs en provoquant des critères généraux d'intérêt public qui vont au-delà de ceux dont tient compte la Commission. En outre, même en tenant compte des critères de concurrence, la Commission n'est en mesure d'exprimer que des opinions provisoires sur cette question puisqu'elle n'a pas entendu la preuve qui pourrait lui permettre de porter un jugement.

Les faits les plus évidents — le petit nombre de raffineurs et leur capacité assez restreinte — indiquent que ce rachat peut être source d'inquiétudes sous le rapport de la politique de la concurrence, mais la Commission ignore certains faits importants dont elle aurait besoin pour compléter son analyse. La société Gulf aurait-elle pu trouver un autre acheteur étant donné que son accord de traitement conclu avec Texaco avait été cédé auparavant à Petro-Canada (tel qu'on le voit au chapitre X)? Il est évident que, sans disposer de la totalité ou d'une part substantielle du volume des ventes lié à cet accord, tout exploitant éventuel de la raffinerie aurait eu fort à faire pour maintenir son chiffre d'affaires à un niveau qui lui permette de faire tourner la raffinerie à une capacité de production raisonnablement élevée. Aurait-il été aussi facile pour Gulf de trouver un acheteur si elle avait exclu l'accord de traitement du marché? Si l'on peut répondre affirmativement à l'une de ces questions, alors quel prix les autres acheteurs auraient-ils été prêts à payer comparativement au prix offert par Ultramar?

L'un des points que tout organisme de décision doit déterminer au moment où il évalue une fusion est la mesure dans laquelle il est prêt à empêcher un vendeur d'obtenir le meilleur prix possible pour ses biens dans les cas où une acquisition paraît menacer la concurrence. En général, un acheteur qui a la chance de bénéficier de prix plus élevés sur le marché sera prêt à payer davantage qu'un autre qui est moins avantagé que lui. D'autres questions concernent l'effet de cette acquisition sur Ultramar. Cette société était-elle viable avant cette acquisition? Cette acquisition est-elle susceptible de faire d'Ultramar un concurrent plus efficace? Si la réponse aux questions qui précèdent mène à la conclusion que l'acquisition avait engendré ou allait probablement engendrer une réduction sensible de la concurrence qui assujettirait probablement les indépendants à des prix de gros plus lourds et à des marges bénéficiaires plus étroites, et les consommateurs à des prix plus élevés, ces effets négatifs auraient-ils été compensés par les économies liées à la fermeture de la raffinerie de Gulf?

Pour les raisons déjà mentionnées, la Commission n'est pas d'avis qu'il aurait été particulièrement utile d'essayer d'évaluer la situation créée par la vente et la fermeture de la raffinerie de Gulf en cherchant à savoir si la capacité qui reste au Québec est «suffisante». Les répercussions des fermetures de raffineries sur la concurrence et l'efficacité économique ne peuvent être évaluées que par rapport à tous les marchés touchés. Bien que les effets les plus marqués se fassent habituellement sentir dans la région immédiate, ils peuvent s'étendre bien au-delà. Les livraisons en provenance des raffineries de Montréal et de l'Ontario se recouvrent partiellement dans l'Est de l'Ontario, mais les pressions concurrentielles découlant de cet état de choses se font sentir dans d'autres régions de cette province. On observe des répercussions analogues dans l'Est du Québec et dans le Nord du Nouveau-

Brunswick, là où les produits des raffineries appartenant aux sociétés Irving et Ultramar se font concurrence.

5. Le rôle du gouvernement à l'égard de la politique en matière de fusion

Enfin, le fait que le gouvernement ait autorisé la société Ultramar à acquérir les actifs d'aval que la société Gulf détenait à l'est de l'Ontario, parce qu'il jugeait cette acquisition probablement avantageuse pour le Canada, et qu'il ait de même autorisé Petro-Canada à se porter acquéreur des actifs d'aval de Gulf à l'ouest du Québec, nous porte à nous interroger sur les dispositions du projet de loi C-91 qui concernent la fusion. Si les dispositions du projet de loi avaient été en vigueur au moment où ces événements se sont déroulés, ces deux acquisitions auraient pu être soumises au Tribunal de la concurrence, dont la création est proposée. Cela signifie que des acquisitions considérées par le gouvernement comme étant dans l'intérêt public général auraient pu être interdites par un organe décisionnel ayant recours à des critères d'intérêt public moins vastes que ceux dont s'inspire le gouvernement. Le doute au sujet de l'indépendance du système judiciaire qui pourrait germer dans nos esprits si le Cabinet obtenait le pouvoir de renverser une décision judiciaire n'existerait pas si l'approbation ou l'exemption du Cabinet était rendue possible avant qu'une affaire ne soit portée devant le Tribunal de la concurrence. Bien que cette mesure ait le désavantage de supprimer l'évaluation détaillée et ouverte des préoccupations qui ont trait à la politique de concurrence, on peut supposer que l'intervention de l'État se limiterait aux cas où il aurait nombre de motifs clairs et convaincants d'autoriser une acquisition qui privilégie l'intérêt public. Il serait souhaitable, toutefois, que le gouvernement expose ses motifs chaque fois qu'il accorde une autorisation de ce genre.

6. Conclusions

1. La baisse relativement prononcée dans la demande de produits pétroliers au Québec dans les premières années de 1980 a rendu presque nécessaire la fermeture des raffineries de Montréal en 1983. En plus, les fermetures elles-mêmes ont produit un effet secondaire, notamment une baisse additionnelle des ventes totales des raffineries québécoises dans les régions situées à l'intérieur et à l'extérieur de la province. Cette baisse est due au fait que les sociétés verticalement intégrées qui ont fermé leurs raffineries approvisionnaient une partie de leurs besoins du Québec à partir de leurs raffineries situées ailleurs. Cet effet secondaire a créé une poussée pour une fermeture de la capacité additionnelle de raffinage.

2. La vente et la fermeture de la raffinerie Gulf à Montréal ne peuvent pas être évaluées efficacement en se demandant seulement s'il restait «suffisamment» de capacité au Québec étant donné la facilité avec laquelle s'effectuent les mouvements de produits à l'échelle régionale et internationale. Personne n'a suggéré que cet événement ait soulevé des inquiétudes au sujet de la sécurité des approvisionnements. Les questions pertinentes principales sont reliées aux effets de cette fermeture sur la concurrence à l'intérieur du Québec et dans les régions avoisinantes soit, principalement, au Nouveau-Brunswick et en Ontario. Puisqu'elle a réduit la capacité excédentaire, la fermeture a, sans doute, diminué les pressions concurrentielles dans ces régions. Cependant, en sanctionnant l'acquisition par Petro-Canada de l'accord de traitement de Gulf conclu avec Texaco et, par après, l'acquisition par Ultramar des avoirs de Gulf, le gouvernement du Canada est arrivé à la conclusion que ces transactions étaient, tout compte fait, généralement dans l'intérêt public.

XX

L'obligation d'approvisionner

1. Le problème

Le Canada ne compte que peu d'habitants, disséminés sur un vaste territoire. Or, l'ampleur des investissements exigés par les raffineries, les grands terminaux et les pipelines est telle que le pays ne peut espérer disposer que d'un nombre restreint d'installations du genre si l'on espère réaliser des économies d'échelle raisonnables. Il s'ensuit inévitablement une puissance commerciale, ou une puissance de «monopole», en matière d'approvisionnement, et ce, sous plusieurs rapports importants.

L'ampleur de l'intégration verticale en aval exacerbe le problème. Tous les raffineurs, sauf Petrosar et Federated Co-operatives, s'adonnent à la double distribution et concurrencent leurs clients indépendants sur le marché du détail. En raison de cette double distribution, on risque, et c'est à tout le moins ce que craignent certains indépendants, que les raffineurs prennent à l'occasion des décisions d'approvisionnement discriminatoires à l'endroit d'un acheteur, en fonction de ses pratiques de revente ou de distribution actuelles, probables ou possibles, ou en fonction de ses affiliations ou de son manque d'affiliation. Cette discrimination peut se concrétiser dans plusieurs domaines tels que les prix, les restrictions de quantité, les modalités de livraison ou de cueillette, ou d'autres domaines connexes. L'appréhension de la discrimination constitue un facteur commercial plus important que sa mise en exercice dans la mesure où la seule appréhension de difficultés éventuelles d'approvisionnement suffit à étouffer les initiatives relatives aux prix ou aux autres modalités de distribution.

De temps à autre au cours de la présente enquête, des indépendants se sont inquiétés de ne pouvoir compter sur un approvisionnement permanent qui leur donnerait une chance équitable de concurrencer leurs fournisseurs.

Le problème peut se présenter sous plusieurs formes. Il peut s'agir d'une restriction de l'accès au produit comme, par exemple, lorsque deux ou trois grands raffineurs ont adopté ouvertement des politiques de restriction de l'approvisionnement des indépendants au cours des années 1960. Irving Oil a toujours observé une telle politique et semble, à l'heure actuelle, être le seul

raffineur canadien à maintenir de telles pratiques. On comprend mal comment le refus ou la réticence de si gros raffineurs à l'endroit des indépendants pourrait ne pas nuire à leur aptitude à s'implanter et à croître, et, par conséquent, entraver la concurrence dans le secteur de la distribution et limiter le choix des consommateurs.

Le problème peut aussi surgir lorsque le raffineur refuse de traiter du brut pour un client qui projette de distribuer les produits sur les marchés locaux.

En ce qui a trait aux pipelines, les questions d'accès non discriminatoire et de prix relèvent maintenant de la surveillance de l'Office national de l'énergie et d'autres organismes de réglementation; les inquiétudes de la Commission ne visent donc pas les pipelines. Par ailleurs, outre les raffineries, la Commission s'est penchée sur la disponibilité de la capacité de stockage en raison de l'importance croissante de la possibilité d'importer des produits.

Même en écartant le fait qu'Irving Oil Limited, par exemple, a demandé et obtenu périodiquement des avantages et du soutien par l'entremise des politiques des gouvernements fédéral et provinciaux, il semble clairement contraire à l'intérêt public qu'un raffineur canadien ait comme politique de refuser d'approvisionner des indépendants. Plus globalement, il faudrait chercher à minimiser, en autant que cela peut se faire en respectant les objectifs à long terme des économies de marché, les craintes des indépendants non intégrés que leurs initiatives commerciales puissent mettre en jeu leur approvisionnement ou les conditions qui y président.

2. Les options

Lorsqu'on tente de combler les lacunes du marché, il faut trouver un équilibre entre la portée du problème, les perturbations ou le prix qu'entraîne la solution proposée et son efficacité éventuelle.

Il n'est évidemment pas dans l'intérêt du public, par exemple, que les consommateurs aient à payer le prix considérable qu'entraînerait l'exploitation des multiples installations et de la surcapacité nécessaires à la réduction de la puissance commerciale des raffineurs de cette façon.

La Commission, pour des raisons énoncées ailleurs, n'estime pas non plus recommandable d'éliminer l'intégration verticale dans l'industrie par voie de dessaisissement ou de la réduire sensiblement par le biais d'une rupture des liens de dépendance entre les diverses activités des sociétés ou de l'interdiction de la vente en exclusivité, mesures qu'un ou plusieurs intervenants ont

recommandé instamment à la Commission de prendre au cours de son enquête.

De l'avis de la Commission, la politique d'État devrait chercher avant tout, face aux inquiétudes soulevées par ce secteur critique qu'est l'approvisionnement, à éviter des effets anticoncurrentiels déraisonnables découlant des modalités ou des conditions auxquelles les propriétaires d'installations rares, notamment les raffineries et les grands terminaux, les rendent accessibles aux autres. S'il faut permettre l'exercice de la puissance commerciale et l'intégration verticale afin d'obtenir d'éventuelles économies d'échelle, il convient aussi de se prémunir contre une utilisation mal avisée de cette puissance.

La Commission juge donc important de définir aussi précisément que possible les paramètres de l'obligation d'approvisionner de la part de quelqu'un qui possède une grande puissance commerciale et de prévoir un mécanisme qui permette l'application des principes de manière équitable et opportune.

3. Les paramètres de l'obligation d'approvisionner

La liberté de contracter, y compris la liberté de passer ou non des contrats comme on l'entend et pour ses propres raisons, constitue une de nos plus chères libertés commerciales. La politique d'État ne la limite que dans la mesure où une autre question d'intérêt public prédomine. La *Loi relative aux enquêtes sur les coalitions* exprime un tel ensemble de limites en vertu desquelles certains types d'accords sont expressément interdits et d'autres sont sujets à l'être si, à l'examen de leur contexte particulier, on juge qu'ils entravent sensiblement la concurrence ou risquent de le faire.

La politique d'État en outre hésite davantage à affirmer que quelqu'un *doit* passer certains types de contrats qu'à déclarer qu'une personne ne doit *pas* le faire. L'article 31.2 de la Loi actuelle, en vigueur depuis 1976, constitue cependant une telle disposition. Il reconnaît le rôle décisif de l'approvisionnement dans le bon fonctionnement des marchés:

> 31.2 (1) Lorsque, à la suite d'une demande du directeur, la Commission conclut, après avoir donné à chaque fournisseur, contre lequel une demande d'ordonnance est demandée, la possibilité raisonnable d'être entendu,
>
> a) qu'une personne est lésée dans son entreprise ou ne peut l'exploiter du fait qu'il est incapable de se procurer un produit en quantité suffisante, où que ce soit sur un marché, aux conditions usuelles du commerce,

b) que la personne mentionnée à l'alinéa a) est incapable de se procurer le produit en quantité suffisante en raison de la carence des fournisseurs à se faire concurrence sur le marché,

c) que la personne mentionnée à l'alinéa a) accepte et est en mesure de respecter les conditions usuelles du commerce faites par le ou les fournisseurs de ce produit, et

d) que le produit est disponible en quantité amplement suffisante,

la Commission peut,

e) lorsque le produit est un article, recommander au ministre des Finances qu'il soit accordé à cette personne une exonération, réduction ou remise de droits de douane sur l'article dans la mesure nécessaire pour la mettre sur un pied d'égalité avec d'autres personnes qui sont capables de se procurer l'article en quantité suffisante au Canada, et

f) ordonner qu'un ou plusieurs fournisseurs du produit sur le marché, qui ont eu la possibilité raisonnable d'être entendus, acceptent pendant un délai spécifié de prendre cette personne comme client aux conditions usuelles de commerce sauf si, dans le délai spécifié, dans le cas d'un article, les droits de douane qui lui sont applicables sont supprimés, réduits ou remis de façon à mettre cette personne sur un pied d'égalité avec d'autres personnes qui sont capables de se procurer de façon suffisante l'article au Canada.

(2) Pour l'application du présent article, l'article d'une catégorie, différencié des autres notamment par une marque de commerce ou par un nom de propriétaire, ne peut constituer un produit distinct sur un marché que s'il y occupe une place si dominante qu'il nuit à la possibilité de faire commerce dans cette catégorie d'articles, faute d'obtenir l'article en question.

(3) Pour l'application du présent article, l'expression «conditions de commerce» désigne les conditions relatives au paiement, aux quantités unitaires d'achat et aux exigences d'ordre technique ou d'entretien.

Au cours de cette enquête, de nombreux indépendants, de même que le Directeur, ont prié la Commission de recommander la possibilité d'ordonner un approvisionnement provisoire en vertu de l'article 31.2 pour éviter que les clients éventuels subissent un tort irréparable en attendant l'examen de leur requête en vertu de l'article. Pour avoir des effets, l'aide doit arriver à point nommé. Ni les raffineurs ni qui que ce soit n'ont présenté d'objections à une telle disposition et la Commission fait donc une recommandation en ce sens. Ce faisant, elle se félicite que le projet de loi C-91 prévoit un pouvoir global d'émettre des ordonnances provisoires relativement à toute question relevant de la compétence du Tribunal de la concurrence proposé dans la nouvelle Partie 7 du projet de loi.

Il demeure cependant une question au sujet de la pertinence de l'article 31.2 (qui deviendrait l'article 47 en vertu du projet de loi C-91). Aux termes

de cet article, l'aide n'est possible que lorsqu'on peut démontrer qu'un client éventuel est «lésé dans son entreprise» ou qu'il «ne peut l'exploiter du fait qu'il est incapable de se procurer un produit en quantité suffisante, où que ce soit sur un marché, aux conditions usuelles du commerce»; que cette incapacité provient d'une «carence des fournisseurs à se faire concurrence sur le marché»; et que le produit «est disponible en quantité amplement suffisante». La personne lésée ne peut présenter une requête directement à la Commission (ou au Tribunal de la concurrence); elle ne peut se plaindre qu'au Directeur et espérer qu'il agisse sans délai et de manière avisée. Il est aussi impossible d'obtenir une indemnisation pour des torts antérieurs. Il existe aussi des doutes importants sur l'aptitude à émettre une ordonnance d'approvisionnement si, au cours de l'audience de la requête, un fournisseur commence à offrir des «produits en quantité suffisante».

Un refus d'approvisionner n'a de répercussion sur la concurrence que lorsque le «fournisseur» jouit d'une puissance commerciale et lorsque le marché sur lequel opère le client éventuel souffre d'imperfections. La *Loi relative aux enquêtes sur les coalitions* traite du refus d'approvisionner dans plusieurs contextes particuliers (par exemple, l'exclusivité, les ventes liées, la limitation du marché, l'article 31.2 et lorsque ce refus s'inscrit dans une restriction illégale telle que le maintien des prix ou un complot visant à limiter indûment la concurrence) mais, outre ces dispositions, la Loi ne fournit que très peu d'indications à ceux qui exploitent une source d'approvisionnement unique, ou presque. Les dispositions anti-monopoles de la *Loi relative aux enquêtes sur les coalitions* stipulent seulement qu'une ou plusieurs personnes qui contrôlent pour une grande part une catégorie ou une espèce d'entreprise dans une région du Canada ne doivent pas exploiter cette entreprise «au détriment ou à l'encontre de l'intérêt du public, qu'il s'agisse de consommateurs, de producteurs ou d'autres personnes». Où se situe l'équilibre entre la liberté d'administrer comme bon nous semble nos propres affaires et investissements, et un préjudice inacceptable au fonctionnement des marchés qui dépendent de la fourniture de ce type de produits? En d'autres mots, quels sont les paramètres de l'obligation d'approvisionner?

On ne peut isoler les questions d'accès à la capacité des questions de prix et autres conditions d'approvisionnement. Si les conditions d'approvisionnement ne permettent pas au client de concurrencer, il n'acceptera pas le produit ou le service même si, en principe, celui-ci lui est offert. C'est évidemment ce qui explique la référence aux «conditions usuelles du commerce» à l'article 31.2.

Une des déclarations les plus limpides au sujet de l'obligation d'approvisionner de la part de quelqu'un qui exerce une grande puissance commerciale est celle du juge Gibson de la Cour fédérale du Canada, prononcée à titre de

commissaire dans le *Rapport de la Commission d'enquête sur certaines allégations concernant des transactions de la Commission canadienne du lait* (Approvisionnements et Services Canada, 1981) à la page 104:

> Le droit commun oblige les services d'utilité publique, qui occupent d'ordinaire une situation de monopole, à servir tous ceux qui demandent le service sans discrimination quant à l'accès et aux prix et à fournir un service raisonnable à un prix raisonnable. Ces obligations traduisent ce qui est à mon sens le devoir fondamental du monopoleur, c'est-à-dire qu'il ne doit pas agir de façon à exclure d'autres personnes, sans justification raisonnable, de l'objet de son contrôle ou de son pouvoir. A cet égard, les opinions exprimées par le juge Stark dans l'arrêt *R. v. Electric Reduction Co. of Canada Ltd.* (1970), 61 C.P.R. 235 à la p. 236-237 sont à propos:
>
> > ... il doit être clair pour tout homme d'affaires ou toute entreprise qui se trouve en situation de monopole qu'il faut dans ce cas des normes particulièrement strictes de conduite que doivent respecter ces entreprises et qu'elles n'ont pas le droit de protéger et de préserver cette situation de monopole par des moyens inéquitables ... (traduction)

Le projet de loi C-91 renferme certaines dispositions qui explicitent quelque peu l'obligation d'approvisionner, mais elles ne sont pas assez englobantes pour régler le genre de problèmes auxquels s'intéresse ici la Commission. Par exemple, une nouvelle disposition relative aux prix à la livraison permettrait au Tribunal d'interdire à un ou plusieurs fournisseurs de continuer à refuser de livrer des produits à certains clients depuis un lieu où le fournisseur effectue la livraison du produit, tout simplement en raison de l'emplacement de l'entreprise du premier client. De plus, si le projet de loi C-91 était adopté, il existerait un pouvoir plus général, en vertu de l'article 51, d'interdire une conduite préjudiciable de la part de quelqu'un qui jouit d'une puissance commerciale considérable, y compris le refus d'approvisionner, mais seulement lorsque cette conduite répond à quatre conditions:

(1) la ou les personnes doivent se livrer à une *pratique* «d'agissements anticoncurrentiels»;

(2) chaque agissement constituant la pratique semble devoir découler d'un *objectif* d'exclusion ou d'une autre intention préjudiciable afin d'être jugé «anticoncurrentiel» aux termes de la disposition;

(3) *l'objet* de la pratique doit être la réduction de la concurrence; et

(4) *l'effet de la pratique* sera effectivement ou vraisemblablement d'empêcher ou de diminuer sensiblement la concurrence dans un marché.

On a déclaré que le refus d'approvisionner constitue l'ultime technique d'abus mais, de l'avis de la Commission, des refus arbitraires d'approvisionner, directs ou indirects, dont l'objectif d'exclusion ou de méfait ne peut être

prouvé ou qui ne s'inscrivent pas dans une pratique qui a pour but de réduire la concurrence, ou encore qui ne font aucunement partie d'une «pratique», peuvent aussi causer de graves préjudices aux marchés. Selon la Commission, la mainmise sur l'approvisionnement, particulièrement dans des marchés caractérisés par un degré élevé d'intégration verticale, entraîne une responsabilité de ne pas refuser de fournir le produit à moins qu'il existe des raisons commerciales légitimes de le faire, ou qu'on soit en présence de ce que la Cour suprême des États-Unis a qualifié de «justification fondée sur l'efficacité économique». Dans de telles circonstances, des refus arbitraires d'approvisionner entravent l'implantation et l'expansion, et affaiblissent les forces du marché au niveau du revendeur. Le public subit un préjudice, qui n'est pas nécessairement prévisible ou mesurable, par suite d'une réduction déraisonnable des pressions commerciales qui poussent sans cesse les entreprises à toujours offrir, par les moyens les meilleurs, les plus rapides et les moins chers, ce que les consommateurs veulent ou pourraient désirer, à tout moment.

Aux États-Unis, les tribunaux ont énoncé une série de principes dans le cadre de l'article 2 du *Sherman Act*, connu sous le nom de la doctrine des «installations essentielles» ou du «goulet d'étranglement», qui définit avec plus de précision l'obligation d'approvisionner de la part d'une ou plusieurs entreprises qui exercent une mainmise sur une installation rare, dont l'accès aux avantages ou à la production est nécessaire pour pouvoir concurrencer efficacement. La doctrine impose aux entreprises l'obligation d'offrir un accès raisonnable à l'installation à des conditions non discriminatoires lorsque quatre critères sont observés:

(1) une entreprise en situation de monopole exerce une mainmise sur une installation essentielle;

(2) un concurrent ne peut, pratiquement ou raisonnablement, reproduire l'installation essentielle;

(3) le concurrent se voit refuser l'utilisation de l'installation; et

(4) l'installation peut être offerte au concurrent.

Les exploitants de l'installation doivent justifier toute restriction à l'accès non discriminatoire et opportun. De plus, il n'y a pas de rapport entre l'obligation d'approvisionner et la preuve d'une intention de monopoliser.

Dans l'industrie pétrolière canadienne, les raffineries et les grands terminaux constituent des installations essentielles qui s'apparentent de près à celles qui font l'objet des principes énoncés ci-dessus.

La Commission a rejeté des correctifs structurels plus dispendieux et plus perturbateurs qu'on lui a proposés car elle est convaincue qu'il serait

suffisant d'assurer, de façon concrète, un approvisionnement aux indépendants efficaces et aux nouveaux acheteurs éventuels. Pour y arriver, il doit y avoir, parmi d'autres solutions, une option importation à accès libre et sans encombrements. De plus, de l'avis de la Commission, il serait souhaitable dans les cas où l'approvisionneur possède une grande puissance commerciale, d'exiger que celui-ci approvisionne les autres sauf si une raison suffisante pour ne pas le faire est établie. En d'autres mots, à mesure que la puissance commerciale augmente, il serait moins nécessaire d'établir que le refus d'approvisionner a lésé quelqu'un ou a nuit substantiellement à la concurrence. Plutôt, il s'agirait d'examiner la justesse des raisons avancées par le fournisseur pour ce refus.

Dans ses délibérations, la cour ou le tribunal approprié chargé d'ordonner que le fournisseur approvisionne un client éventuel porterait, sans doute, attention sur les éléments pertinents à une telle décision y inclus le nombre de sources alternatives d'approvisionnement présentes sur le marché, la manière raisonnable par laquelle les installations où l'on peut s'approvisionner peuvent être doublées par d'autres personnes, l'importance de la concurrence entre le fournisseur et son client, l'étendue du préjudice que pourrait souffrir un client éventuel dans son commerce s'il était impossible pour lui d'obtenir du fournisseur des approvisionnements aux conditions usuelles ou raisonnables du commerce, et les raisons avancées par le fournisseur pour le refus d'approvisionnement aux conditions usuelles ou raisonnables du commerce.

Selon la Commission, des ordonnances obligeant le fournisseur à approvisionner un client éventuel seraient décrétées dues aux circonstances du marché (dans le contexte de l'approvisionnement des indépendants par les raffineurs, par exemple) à moins que le raffineur puisse suffisamment justifier le refus d'approvisionnement aux conditions usuelles ou raisonnables du commerce.

La Commission estime en outre que l'efficacité de la loi s'en trouverait accrue si le client éventuel avait le droit de présenter une requête directement au Tribunal de la concurrence plutôt que d'être tenu de porter la question à l'attention du Directeur.

Peu importe la définition que donnera la loi canadienne de l'obligation d'approvisionner, il serait souhaitable que Petro-Canada adopte une politique d'approvisionnement libre à l'égard de ses propres raffineries et terminaux en autant que la position concurrentielle de Petro-Canada parmi les autres raffineurs n'est pas lésée.

Il se pourrait qu'un raffineur refuse d'approvisionner parce que, pour une raison ou l'autre, il n'a tout simplement pas assez de produits après avoir

ravitaillé ses propres points de vente et s'être acquitté de ses autres obligations contractuelles. Il se peut qu'à un moment donné, une raffinerie particulière soit en situation de pénurie pour une variété de raisons. Lorsque des pénuries obligent le raffineur à répartir le produit il peut choisir, pour des raisons commerciales, d'en fournir à des clients réguliers qui n'y ont pas nécessairement droit en vertu d'un contrat en vigueur. La Commission ne voit toutefois nullement pourquoi la politique d'État interviendrait pour obliger une telle répartition. Les personnes qui ne s'engagent pas en vertu d'un contrat prennent le risque de ne pas avoir ce pourquoi ils ne paient pas, entre autres de ne pas avoir le droit de recevoir des produits ou de s'en voir allouer un certain montant en période de pénurie.

On peut s'attendre qu'une situation de pénurie généralisée dans l'industrie qui occasionnerait des problèmes appelant des solutions d'urgence incite le gouvernement à intervenir directement comme il l'a fait en 1979.

D

Conclusions et recommandations

XXI

Conclusions et recommandations

1. Introduction

Dans les pages qui suivent, certaines des conclusions énoncées par la Commission découlent d'une analyse présentée dans certains chapitres précis; d'autres ont trait à des questions traitées dans plusieurs chapitres. Les conclusions et recommandations constituent l'aboutissement de l'enquête sur l'industrie pétrolière au Canada qui a pris fin en ce jour de mai 1986 où la Commission a mis le point final à son Rapport.

Nous nous penchons tout d'abord sur certaines allégations et critiques, à caractère avant tout historique, contenues dans le Livre vert. Suivent les conclusions relatives aux questions d'actualité et, après, les recommandations de la Commission.

On trouvera dans le ou les chapitres pertinents les analyses qui étayent les conclusions. Nous reprenons cependant ici l'essentiel des arguments qui sous-tendent les recommandations.

La Commission estime que les gouvernements, les législateurs et le public devraient examiner, avec autant d'attention que les recommandations elles-mêmes, plusieurs des conclusions puisque ces groupes, individuellement ou collectivement, auront peut-être à agir pour améliorer le fonctionnement des marchés dans les situations décrites.

2. Les conclusions portant sur les allégations et les questions à caractère historique

Les commissaires ont rédigé des opinions distinctes au sujet des allégations, présentées dans le Livre vert, portant sur les coûts exagérément élevés répercutés sur les consommateurs canadiens par les grandes sociétés pétrolières de 1958 à 1973; dans certains cas cependant, la divergence d'opinion est minime et relève davantage de l'interprétation. Les deux commissaires s'entendent sur toutes les autres conclusions et recommmanda-

tions du Rapport mais leurs évaluations des allégations historiques de coûts exagérément élevés présentées dans le Livre vert différaient quelque peu et c'est pourquoi nous les présentons individuellement ci-dessous.

(a) L'allégation relative aux coûts exagérément élevés

(i) Le point de vue du Président

Les allégations du Livre vert voulant que les grandes sociétés pétrolières aient, de propos délibéré, assujetti les consommateurs canadiens à des prix exagérément élevés, s'adonnant ainsi à ce que les journalistes de l'époque ont assez imprudemment qualifié de «vol organisé», doivent être étudiées sous deux angles distincts — dont aucun ne saurait étonner les parties qui ont participé aux audiences. Il faut d'abord déterminer si le Directeur a prouvé ces allégations à la satisfaction de la Commission. Il convient ensuite de se demander si les preuves utilisées à l'époque s'appliquent toujours au marché et à l'intérêt public.

En réponse à la première de ces questions, j'estime que le Directeur n'a pas réussi à fonder les allégations du Livre vert. La question des «surcoûts» mise à part, le Directeur n'a apporté aucune preuve au cours des audiences qui aurait pu corroborer la prétendue répercussion sur les consommateurs de ces coûts exagérément élevés. Quant à établir l'existence même de ces surcoûts, il nous a fallu examiner chacun des domaines où le Directeur prétendait les avoir identifiés.

La première allégation voulait que les filiales canadiennes des *Majors* aient payé beaucoup trop cher le brut importé. Cette question comporte une dimension fiscale sur laquelle Revenu Canada s'est penché avec plus ou moins de bonheur. Les efforts d'optimisation des profits déployés par les sociétés mères américaines constituaient des réactions légitimes tant qu'ils ne contrevenaient pas aux lois canadiennes en matière fiscale et autres. Revenu Canada a tâché, et tâche toujours, de suivre l'évolution des prix de cession interne pratiqués par ces sociétés afin de protéger les intérêts du fisc canadien. Toutefois, les insuffisances de ce Ministère en matière d'effectifs et de savoir-faire ont pu jouer en faveur des *Majors*. Bien que cette question ne touche qu'indirectement le domaine de la concurrence, nous en faisons mention plus loin dans ce chapitre dans la mesure où elle revêt toujours un caractère d'actualité.

On pourrait analyser l'autre aspect qui touche à l'intérêt public en déterminant s'il était possible d'obtenir sur le marché mondial du brut à des prix plus favorables que ceux pratiqués à l'intérieur du circuit de distribution

des grandes sociétés pétrolières et de leurs filiales. L'analyse présentée au chapitre VII laisse entendre qu'il a peut-être été possible d'obtenir du brut moins cher en quantités limitées. Cela ne veut toutefois rien dire, à mon avis, puisque les filiales canadiennes opérant dans cette industrie n'avaient ni les ressources ni l'autonomie de leurs sociétés mères pour mettre à profit de telles occasions. Leur doctrine commerciale les obligeait à transiger, ce qui les incitait à acheter leur brut de leurs sociétés mères et à utiliser leurs moyens de transport.

Je ne veux tout de même pas laisser entendre par là que les p.d.g. des filiales canadiennes, ou peut-être leur conseil d'administration, n'ont pas agi dans l'intérêt des filiales ou des actionnaires minoritaires. Comme je l'ai indiqué au paragraphe précédent, certains témoins ont déclaré que la sécurité des approvisionnements et la possibilité d'utiliser le réseau de transport des sociétés affiliées pesaient plus lourd dans la balance qu'un achat éventuel de brut moins cher. En dernière analyse cependant, et malgré certaines tentatives intermittentes de magasiner, elles ne semblent avoir joui ni de la marge de manoeuvre nécessaire pour poursuivre un tel objectif ni d'un ensemble bien défini de solutions de rechange.

Exception faite des efforts de Revenu Canada et d'un relevé plutôt superficiel effectué par l'Office national de l'énergie en 1972, le gouvernement canadien ne semble pas avoir tenté de modifier ces pratiques. Cela tient peut-être au fait que, de 1958 à 1973, les consommateurs n'ont pas exercé beaucoup de pressions, en raison du prix relativement peu élevé de l'essence et du mazout. Quoiqu'il en soit, il est faux de prétendre que les *Majors* se soient rendues «coupables» de surfacturer les consommateurs dans le cadre de leur politique d'établissement des prix du brut. Toutefois, comme nous venons de le voir, les sociétés mères exerçaient une forte emprise sur leurs filiales canadiennes qui obligeait celles-ci à s'approvisionner normalement auprès des sociétés associées. Il importe donc de nous demander quelle leçon notre pays peut tirer de tout cela maintenant que la déréglementation est à l'honneur et que le marché regorge de brut, du moins temporairement. Il est clair que les avantages de la libéralisation des échanges et de la mondialisation des prix peuvent être sapés par le contrôle que les sociétés mères exercent sur leurs filiales dans le secteur pétrolier ou, à vrai dire, dans toute autre branche d'activité économique au Canada sensible aux répercussions d'une libéralisation des échanges avec les États-Unis, qui défraie tellement la chronique aujourd'hui. Il est, certes, essentiel pour l'industrie pétrolière canadienne et pour les marchés canadiens qu'aucune entrave au libre échange de brut ou de produit ou aux prix pratiqués sur le marché pour ces marchandises ne soit créée par les décisions de la société mère.

Les allégations de coûts exagérément élevés qu'a formulées le Directeur évoquent, en second lieu, la possibilité que les *Majors* aient manipulé la Politique pétrolière nationale (PPN) au cours des années 1960 et au début des années 1970, et que les consommateurs aient par conséquent été surfacturés dans certaines régions du pays. A mon avis, les opinions exprimées dans le Livre vert sont le fruit de conclusions économiques à caractère théorique qui ne tiennent pas compte des grandes questions de politique générale. La Politique pétrolière prévoyait nettement des prix du brut plus élevés dans les régions du Canada qui devaient substituer le brut importé au brut canadien. J'adhère, dans l'ensemble, à l'analyse de la PPN présentée au chapitre VI, mais j'estime que le Directeur avait tout à fait tort de tenter de rendre les grandes sociétés pétrolières responsables des coûts et des prix plus élevés qui auraient pu avoir cours en Ontario, à l'ouest de la ligne de démarcation de la PPN. De surcroît, l'argumentation du Directeur relative à la PPN, aussi imparfaite soit-elle à mon avis, ne correspond nullement à la situation actuelle. A la différence du Programme énergétique national des années 1980, la Politique pétrolière nationale a reçu l'appui des deux partis qui se sont succédés au pouvoir au cours des années 1960 et au début des années 1970; comme toute autre politique nationale, ses coûts et ses avantages ont varié selon les régions du Canada.

Enfin, les allégations de coûts exagérément élevés ont porté sur la distribution de l'essence. Pour les raisons énoncées au chapitre V, le bien-fondé de ces allégations n'a pas non plus été établi.

L'apport le plus important que la Commission puisse faire consiste dans son *évaluation de l'état de la concurrence sur le marché canadien aujourd'hui et ses recommandations à ce sujet*. C'est ce qui a été fait et nos conclusions et recommandations communes ont été formulées en conséquence. Toutefois, compte tenu de la gravité des allégations du Livre vert au sujet des coûts exagérément élevés et de la réaction des médias à l'époque, il m'a semblé primordial de tirer les choses au clair en me fondant sur mon évaluation des preuves et des argumentations présentées à la Commission au cours des nombreuses audiences consacrées à cette question en raison des allégations présentées par le Directeur dans son Livre vert.

Le Directeur s'est mépris en prétendant que les consommateurs canadiens ont payé des prix exagérément élevés de 1958 à 1973 par suite du comportement des grandes sociétés pétrolières. Aucune preuve déposée devant la Commission n'indique que les sociétés pétrolières canadiennes aient surfacturé les consommateurs de 12 milliards de dollars ou, qui plus est, que quelque surcoût mesurable que ce soit ait été répercuté à un degré significatif sur les consommateurs entre 1958 et 1973. Le Directeur aurait été bien mieux avisé de s'attacher plutôt à l'examen des pratiques actuellement en

cours dans l'industrie, d'autant plus que cela aurait permis d'abréger considérablement l'enquête.

(ii) Le point de vue de M. Roseman

Pour les raisons énoncées aux chapitres IV à VII, j'en suis venu aux conclusions suivantes au sujet des allégations du Livre vert voulant que les sociétés aient encouru des coûts exagérément élevés qui ont été répercutés sur les consommateurs:

(aa) Au sujet de l'importation du brut:

- Il y a eu surcoût.
- Il est impossible de calculer de manière responsable l'ampleur de ces surcoûts. Cependant, le Livre vert les a exagérés.
- Il n'y a aucune preuve directe de l'existence d'une répercussion de coûts. Dans la mesure où il y aurait peut-être eu répercussion, celle-ci aurait probablement existé pour les consommateurs sous la forme d'une augmentation des prix de l'essence et par suite d'un mauvais fonctionnement des marchés canadiens.

(bb) Au sujet de la PPN:

- Il n'y a pas eu de surcoût attribuable au comportement des sociétés pétrolières. Toute augmentation des coûts découlait directement, et de manière prévisible, de la politique d'État.
- Quoiqu'il en soit, les surcoûts calculés dans le Livre vert étaient considérablement exagérés.
- La plupart des surcoûts occasionnés par les restrictions gouvernementales imposées par la PPN ont été répercutés sur les consommateurs de l'Ontario à l'ouest de la ligne de démarcation de la PPN.

(cc) Au sujet des prétendues insuffisances en matière de commercialisation:

- Les difficultés conceptuelles occasionnées par une tentative de calculer, et même d'identifier, tout surcoût ou répercussion dans ce domaine sont d'une telle ampleur qu'une analyse effectuée en fonction de la surfacturation n'est ni utile ni éclairante. Il s'agit de toute façon d'un cadre très étroit et très statique, d'autant plus que la question essentielle porte sur la vitesse et la nature de l'adaptation de l'industrie sur divers marchés et sur une longue période. Les questions sous-jacentes appellent une analyse plus complexe et plus réfléchie.

(dd) Au sujet des produits importés:

- Il y a eu surcoût dans la mesure où l'on a importé des produits en raison du prix inutilement élevé du brut importé. Ces raisons ont probablement été à la source de certaines importations, mais on ignore l'ampleur du phénomène.
- Par conséquent, il est impossible de calculer de manière responsable l'ampleur des surcoûts; il ne fait cependant aucun doute que le Livre vert les a exagérés.
- Dans la mesure où ils ont existé, les surcoûts ont été répercutés, avant tout sur les consommateurs à l'est de la ligne de démarcation de la PPN.

(b) L'allégation relative à «l'harmonisation»

La Commission n'a relevé **aucune preuve de collusion dans quelque secteur de l'industrie que ce soit.** Bien qu'au sens strict, le Directeur n'ait pas accusé les sociétés directement de collusion, certaines des affirmations présentées dans le Livre vert sous-entendent une telle possibilité; par souci d'équité, la Commission tient à exprimer sans équivoque son opinion à cet égard.

3. Les conclusions relatives aux années postérieures à 1973

(a) La production de brut indigène et les pipelines

La Commission n'estime pas nécessaire que le gouvernement prenne des mesures supplémentaires à l'égard de la production de brut indigène ou des pipelines.

Parmi les correctifs qu'il proposait dans son Livre vert, le Directeur avait réclamé une réglementation plus stricte des pipelines, ainsi que la modification de la politique de l'Alberta Petroleum Marketing Commission (APMC). Or, l'un et l'autre de ces correctifs font partie de la réalité de 1986. Tous les aspects de l'exploitation des pipelines, y compris les tarifs, sont aujourd'hui réglementés. L'APMC vend moins du tiers de la production totale de brut léger en Alberta et doit faire face aux conditions du marché comme n'importe quel autre vendeur. Les acheteurs disposent de nombreuses sources d'approvisionnement. Aujourd'hui, par suite de la déréglementation, les prix du brut indigène sont déterminés en grande partie par les tendances concurrentielles des marchés de Chicago et de Montréal où ils doivent concurrencer les prix du pétrole étranger.

Le Directeur n'a pas réitéré les recommandations du Livre vert au sujet de la production de brut indigène; la Commission note en outre que la déréglementation, en 1985, des prix du brut indigène en a, à tout le moins, facilité l'accès aux utilisateurs éventuels.

Le Directeur n'a pas non plus repris les recommandations du Livre vert au sujet du dessaisissement des pipelines ou de leur réglementation.

De l'avis de la Commission, les réglements en place suffisent pour régler les éventuels problèmes de profits excédentaires ainsi que d'accès et de recours aux pipelines qui pourraient surgir en raison de la forte concentration, inévitable dans ce secteur.

(b) L'importation de pétrole brut après 1973

Exception faite de certaines transactions décrites au chapitre IX, aucune preuve n'indique que les sociétés ont acheté, après 1973, le brut importé au Canada à des prix plus élevés que les prix de cession interne.

De 1973 à 1980, la majeure partie du commerce du brut à l'échelle internationale et des importations au Canada se faisait au prix officiel fixé par l'État (POFE) de chacun des pays producteurs. Ces prix étaient égaux ou inférieurs à la moyenne des prix facturés dans les transactions entre tiers. Par la suite, pendant environ une année, les prix à terme, une fois corrigés de diverses concessions autres que les prix, ont dépassé les POFE.

La baisse des prix du pétrole brut depuis 1981, leur dégringolade depuis quelques mois et la récente déréglementation des prix du brut au Canada ont donné lieu à une situation qui, tout comme au cours des années 1960, oblige les entreprises à magasiner prudemment afin de minimiser leurs coûts au chapitre de l'achat de brut. Cela n'est cependant pas chose facile, compte tenu de l'instabilité des prix. Il est évidemment encore plus difficile pour les organes gouvernementaux, à titre de parties étrangères aux transactions, d'évaluer le rendement des entreprises en matière d'achat; les prix de cession du brut importé deviennent source de préoccupation, compte tenu de l'importance de l'«option importation», en ce qui a trait à la fois au brut et aux produits. Il reste que l'énorme croissance du marché des tiers et du volume des transactions au jour le jour facilite le travail des pouvoirs publics (et des entreprises elles-mêmes). La mise au point par Revenu Canada de méthodes précises de contrôle des prix et de l'ampleur relative des divers types de transactions entre tiers devrait permettre aux autorités fiscales, si on leur en donne les moyens, d'établir des normes relatives à la juste valeur marchande des divers types de brut importés au Canada.

(c) Le secteur du raffinage

La nature et la portée des accords d'approvisionnement entre raffineurs, y compris le degré élevé de réciprocité et la durée prolongée de certains des accords, ne donnent pas lieu à des problèmes de concurrence qui appellent des interdictions générales ou des approbations préalables.

Les accords d'approvisionnement entre raffineurs, peu importe qu'ils soient de longue durée et réciproques, facilitent l'adaptation structurelle du secteur du raffinage pour lui permettre de réagir aux nouvelles pressions et de tirer parti des nouvelles occasions. Ils peuvent réduire le risque et les coûts que comporte l'augmentation ou la réduction de la capacité de production ou, en d'autres mots, favoriser tant l'implantation que le retrait.

Néanmoins, l'ampleur et le risque des investissements dans le raffinage augmentent, ce qui accentue la tendance à opter pour les entreprises en coparticipation dans le cas de certains investissements dans ce domaine. La Commission s'inquiète que le projet de loi C-91 ne confère pas au Tribunal de la concurrence des moyens suffisants pour examiner les accords à long terme entre raffineurs comportant de grandes quantités, accords qui pourraient réduire l'approvisionnement ou le nombre de fournisseurs à tel point que l'affaiblissement subséquent de la concurrence nuirait à l'intérêt public. Nous recommandons une telle disposition ci-dessous.

A cette fin, on devrait signaler au Directeur tout accord d'approvisionnement de produits entre raffineurs d'une durée de plus de cinq ans, y compris les accords déjà en vigueur dont l'échéance surviendra dans plus de cinq ans.

Même si la préférence accordée aux ententes réciproques peut à l'occasion faire augmenter le coût d'implantation des raffineurs régionaux et accroître l'ampleur de l'intégration verticale, l'historique des implantations donne à croire que ces accords n'ont pas imposé d'entraves suffisantes pour justifier leur interdiction. L'amélioration de l'efficacité des autres parties à de tels accords compense les coûts supplémentaires d'implantation. De telles conclusions sont cependant beaucoup moins évidentes dans un environnement à croissance faible ou nulle.

Les preuves détaillées relatives à certains accords d'approvisionnement entre raffineurs révèlent sans équivoque que chacun ne conclut habituellement de telles ententes qu'afin de conserver et d'améliorer sa propre situation concurrentielle par rapport au reste de l'industrie, même si cela suppose l'amélioration concurrentielle de l'autre partie. Il se peut aussi que des entreprises qui ne sont pas partie à l'accord en profitent dans la mesure où celui-ci favorise une réduction de la capacité, comme cela peut survenir à l'occasion d'une fusion.

De tels accords ne sont pas de nature à consolider les parts du marché ou à nuire à l'approvisionnement des fournisseurs non intégrés, et tel n'est pas leur effet. Il importe cependant de distinguer les éléments essentiels de l'accord et les conditions accessoires que pourraient renfermer certains accords précis. Si un accord particulier entre raffineurs ou autres personnes devait restreindre de quelque façon que ce soit la distribution du produit faisant l'objet des approvisionnements, ou donner lieu à un partage du marché, ou limiter de quelque façon que ce soit l'approvisionnement ou les conditions d'approvisionnement de tiers, ou engager une des parties à limiter les approvisionnements, ou encore comporter tout autre type de mesures d'exclusion, les règles et procédures prévues par la *Loi relative aux enquêtes sur les coalitions* qui s'appliquent également à toutes les industries devraient permettre de remédier à la situation. La Commission présente cependant ci-dessous une recommandation au sujet de la nature de l'obligation d'approvisionner d'un fournisseur.

(d) De l'essence, c'est de l'essence

Les raffineurs canadiens produisent une essence de qualité uniformément élevée. En fait, les raffineurs vendent eux-mêmes, sous leurs propres marques, de l'essence raffinée par leurs concurrents. De même, les indépendants reçoivent la même essence de grande qualité des raffineurs canadiens.

En ce qui a trait à l'essence importée (tant les raffineurs que les indépendants importent jusqu'à un certain point), on ne connaît à toutes fins utiles aucun cas de livraison d'essence de qualité inférieure.

Nous n'avons pris connaissance d'aucune preuve d'écarts de qualité entre l'essence vendue aux consommateurs par les détaillants du réseau des producteurs et celle vendue par les indépendants ou détaillants de marque privée.

(e) Les fusions

Un certain nombre de fusions survenues dans les secteurs du raffinage et de la commercialisation ont accru la concentration et évincé des concurrents efficaces. Les dispositions relatives à la fusion proposées dans le projet de loi C-91 devraient permettre, à l'avenir, de régler comme il se doit de tels problèmes.

(f) L'intégration verticale et la commercialisation

(i) La Commission s'inquiète de la tendance observée depuis dix ans à la prise en charge par les raffineurs du pouvoir d'établir les prix à la pompe. Les accords d'approvisionnement en vertu desquels des raffineurs obtiennent une mainmise partielle ou complète sur les prix de détail des clients auxquels ils feraient autrement concurrence sur le marché de détail tendent à affaiblir la concurrence.

Selon la Commission, les programmes de soutien qui lient le montant de soutien accordé à des prix de détail particuliers (comme il en est le cas pour tous les programmes de soutien des marges bénéficiaires signalés dans la preuve) et qui sont répandus dans l'industrie vont à l'encontre de l'intérêt public. Également, le préjudice concurrentiel devient important lorsque les raffineurs et les détaillants concluent des ententes aux ramifications étendues sous forme d'accords d'agence visant des installations opérant ou non sous une marque de commerce.

(ii) Une comparaison des chiffres disponibles relatifs aux prix et des marges bénéficiaires obtenues par les détaillants d'essence de marque principale ainsi que par les revendeurs indépendants de mazout et d'essence ne permet pas d'ajouter foi aux allégations ou aux craintes voulant que les indépendants aient fait l'objet d'un resserrement abusif des marges bénéficiaires ces dernières années. Toutefois, il semble que les marges des plus petits distributeurs d'essence indépendants aient été fortement comprimées dans l'ensemble de la période allant de 1979 à 1983, période pour laquelle les renseignements sont disponibles.

(iii) Les écarts de prix entre les régions et entre les périodes sont dûs en grande partie à l'évolution de la situation concurrentielle qui a été causée, en partie, par le nombre de raffineries, le nombre et les genres de fournisseurs, le niveau de capacité de raffinage excédentaire et la disponibilité des importations. Au point de vue provincial, les différences dans la fiscalité ainsi que les autres interventions gouvernementales influent aussi sur les prix.

(iv) Il est difficile pour la Commission de concevoir une restriction du marché dans cette industrie qui ne nuirait pas, à notre avis, à l'intérêt public.

Il semble, par exemple, impossible de justifier le fait de traiter ou de livrer du produit à des seules fins d'exportation, en interdisant sa vente au Canada. De plus, les fournisseurs des revendeurs indépendants obligent parfois ces derniers, en vertu d'une disposition contractuelle, à revendre le produit uniquement dans leurs propres points de vente. Somme toute

cependant, compte tenu de la portée de la législation en vigueur et des rares cas de restriction du marché constatés, la Commission ne fait aucune recommandation précise à cet égard.

(v) **Tous les détaillants devraient conserver l'entière liberté d'offrir des rabais aux clients qui paient comptant plutôt qu'au moyen d'une carte de crédit.** La Commission juge cependant que les dispositions actuelles de la Loi relatives au maintien des prix suffisent à garantir cette liberté et ne recommande, par conséquent, aucune modification de la Loi à cet égard.

(vi) **Les pactes d'utilisation non pétrolière obtenus par les raffineurs lors de la vente d'anciens emplacements de postes d'essence ne servent qu'à entraver l'implantation sur le marché de détail de l'essence; ils sont donc contraires à l'intérêt public.**

Bien qu'il soit impossible de conclure que ces pactes constituent inévitablement une barrière à l'implantation, rien d'autre ne prêche en leur faveur.

(vii) **L'adoption récente d'une nouvelle formule de prix de gros, appelée «prix rampe de chargement», nuit à la concurrence dans la mesure où ces prix s'inscrivent dans une politique en vertu de laquelle on annonce le refus d'accorder des remises confidentielles sur les prix publiés.**

L'effet d'une publication par les fournisseurs de leur refus d'accorder des remises sur les prix publiés ou largement diffusés peut, dans un oligopole, s'apparenter étroitement à celui d'un accord horizontal. Les concurrents du fournisseur, de même que ses clients (qui sont eux-mêmes en concurrence) connaissent alors les prix actuels et anciens des transactions; lorsque les produits sont aussi homogènes que le sont les produits pétroliers, on risque fort de nuire à la concurrence par les prix. Or, tel est le cas de ces nouveaux prix dits «rampe de chargement» pratiqués par Impériale et d'autres raffineurs. Il serait possible d'atteindre les objectifs légitimes visés par la publication de ces prix sans refuser d'offrir des remises. Les raffineurs s'attendent qu'une telle politique permettra la stabilisation des prix des carburants qui atteindront un niveau supérieur à celui qu'on observerait autrement, et c'est probablement ce qui arrivera.

(viii) **En raison des caractéristiques propres au marché du mazout, c'est-à-dire le manque d'information facilement accessible sur les prix et la tendance des consommateurs à retenir les services d'un fournisseur pour au moins la durée d'une saison de chauffage, les consommateurs doivent magasiner activement afin d'en avoir pour leur argent.**

Dans certains cas, ce sont des organismes bénévoles qui magasinent au nom des consommateurs membres et qui négocient des remises en leur nom. S'ils s'en donnent la peine, les particuliers peuvent aussi négocier les prix de ce qui s'avère l'une des principales dépenses des ménages.

(ix) **La viabililté et l'efficacité d'un secteur indépendant dans la vente au détail de l'essence (et du mazout) favorisent la santé des marchés canadiens grâce à la décentralisation des décisions relatives aux prix et à la mise en oeuvre de nouvelles stratégies en matière de concurrence.** Les trois conclusions suivantes, et les recommandations qui leur font pendant, visent un tel objectif.

(x) **En raison de l'inévitable concentration élevée du secteur du raffinage du pétrole, conjuguée à l'ampleur de l'intégration verticale et à la double distribution, il est très important de prendre toutes les mesures raisonnables pour garantir le plus possible l'approvisionnement des fournisseurs non intégrés. On peut tout d'abord définir avec plus de précision les paramètres de l'obligation d'approvisionner des raffineurs nationaux. Deuxièmement, les facteurs mentionnés ci-dessus font de l'importation un facteur concurrentiel extrêmement important dans les régions du pays qui lui sont ouvertes.**

Ces mécanismes destinés à faciliter l'accès aux approvisionnements sont plus importants au Canada que dans les pays tels que les États-Unis qui, grâce à l'étendue de leur marché, comptent plus de raffineurs, de grossistes et de détaillants, ce qui donne lieu à des pressions concurrentielles généralement plus fortes.

(xi) **Il est important que la Loi définisse avec précision le «comportement abusif», c'est-à-dire le moment où un comportement en vertu duquel une entreprise nuit à l'aptitude d'un concurrent à rester en affaires ou à concurrencer devient injustifiable et contraire à l'intérêt public.**

La Commission estime que la Loi actuelle, particulièrement si l'on y apporte les modifications proposées dans le projet de loi C-91, est suffisante à cet égard. Compte tenu du caractère général de la Loi actuelle, la Commission énonce cependant dans ses recommandations des lignes directrices en vue de permettre son application à l'établissement des prix dans un contexte de double distribution.

(g) Les politiques et les programmes de l'État

Il importe qu'à tous les paliers de gouvernement, l'on comprenne davantage les effets des mesures gouvernementales sur l'industrie pétrolière. Il faut aussi améliorer les mécanismes de consultation au sujet des objectifs

et de la mise en oeuvre des mesures gouvernementales qui touchent cette industrie.

Cette industrie exerce une telle variété de répercussions sur l'«intérêt public», qu'il s'agisse des réserves de pétrole ou des marchés de détail des produits, et fait intervenir les gouvernements fédéral, provinciaux et municipaux à un point tel qu'on ne peut éviter un certain chevauchement ou même un certain conflit de politiques. Même au sein du gouvernement fédéral, les responsables des organismes qui veillent avant tout à garantir la sécurité globale des approvisionnements et ceux qui veillent tout d'abord au bon fonctionnement des marchés (dans l'hypothèse d'un approvisionnement global suffisant) ne semblent pas toujours s'entendre sur les priorités à établir dans les domaines où leurs politiques se chevauchent.

La politique d'État canadienne a certes toujours cherché à préserver la santé des marchés et la vigueur de la concurrence; pourtant, c'est un truisme que d'affirmer que la nature, la mise en oeuvre ou l'administration des programmes gouvernementaux peut souvent infliger autant de torts, de perturbations et de coûts importants et de longue durée au fonctionnement des marchés et à la population que tout comportement du secteur privé qui enfreint les lois relatives à la concurrence.

En ce qui a trait au secteur amont, on s'est inquiété au cours de l'enquête du tort, peut-être inutile, causé aux marchés par certains éléments du Programme d'indemnisation des importations pétrolières, par le contingentement imposé par la province de l'Alberta et par certaines facettes de la commercialisation du brut par l'Alberta Petroleum Marketing Commission dans le passé.

Dans le secteur de la vente au détail, la réglementation en vigueur en Nouvelle-Écosse et, dans une moindre mesure ces dernières années, à l'Île-du-Prince-Édouard ainsi que dans plusieurs municipalités de la Colombie-Britannique, limite l'implantation des libres-services, des postes d'essence offrant les services complets et de divers types de ventes mixtes privant ainsi les consommateurs de ces régions administratives de la possibilité de s'approvisionner à moindre coût comme les consommateurs du reste du Canada. De telles restrictions empêchent l'industrie de s'adapter pour répondre à la demande des consommateurs et de pratiquer les prix plus bas que rendent possibles la distribution de l'essence à moindre coût et les pressions de la concurrence. Les formes variées que revêt l'offre de produits pétroliers de par le pays, tant chez les indépendants que chez les entreprises intégrées, attestent la valeur de laisser chacun libre de répondre aux besoins des consommateurs comme il l'entend et de chercher toujours à attirer les clients en leur offrant ce qu'ils veulent.

Sur un plan plus global, on a déposé des preuves voulant que les fluctuations de la politique d'État ainsi que la complexité et la discrétion bureaucratiques constituent en elles-mêmes des barrières qui entravent particulièrement les petits entrepreneurs.

(h) Petro-Canada

Le fait que Petro-Canada soit une société d'État offre au gouvernement une occasion unique de corriger certains défauts du marché.

La croissance rapide de Petro-Canada grâce aux acquisitions depuis 1979 s'est avérée un couteau à double tranchant en ce qui a trait à la concurrence dans le secteur aval. Tout en augmentant sensiblement la concentration, cette croissance a permis la consolidation des activités régionales de raffinage et de commercialisation de plusieurs sociétés, ce qui leur offre la possibilité d'éventuellement concurrencer avec plus de vigueur partout au Canada.

Les témoins de Petro-Canada ont déclaré que la société s'efforce de se conformer à la *Loi relative aux enquêtes sur les coalitions* et que, si le projet de loi C-91 devait être adopté, la société serait tenue de s'y conformer à titre de corporation de mandataire. Le fait que Petro-Canada soit une société d'État offre cependant au gouvernement une occasion unique d'en faire davantage et d'utiliser les possibilités de Petro-Canada pour favoriser la concurrence dans une industrie où la concentration poussée et l'intégration verticale menacent sans cesse la vigueur des forces du marché. Le caractère restreint du marché canadien, et la vaste étendue de son territoire, ainsi que l'ampleur des investissements exigés par le raffinage, surtout en raison des économies d'échelle, rendent inévitable un niveau élevé de puissance commerciale dans le secteur aval de l'industrie canadienne. Petro-Canada offre au gouvernement l'occasion de réduire les limites qu'impose cette puissance commerciale à la concurrence ainsi que les coûts qu'elle impose au public, non seulement sans avoir à adopter des lois spéciales mais en obtenant des effets permanents et généralisés que des lois ne donneraient probablement pas.

La Commission ne songe nullement à la possibilité d'exercer des pressions sur Petro-Canada ou de lui donner des directives précises sur certains aspects particuliers de son rendement, comme, par exemple, des réductions d'un montant précis des prix à la pompe à certains endroits ou à certains moments, puisque de telles interventions à caractère réglementaire pourraient causer plus de tort que de bien. La Commission vise plutôt la mise en oeuvre de politiques commerciales générales ayant trait, par exemple, à la négociation de remises sur les «prix rampe de chargement» affichés, politiques qui

pourraient permettre de restreindre la similarité ou l'identité oligopolistique de pratiques qui auraient autrement tendance à s'instaurer et qui pourraient avoir à plusieurs égards les mêmes effets néfastes que les accords horizontaux entre concurrents. Le gouvernement pourrait exercer cette influence en accordant une certaine priorité à l'amélioration éventuelle du fonctionnement des marchés de produits au Canada lors de l'examen des budgets d'immobilisations et des plans de Petro-Canada.

(i) Les fermetures de raffineries et l'approvisionnement au Québec

(i) **Le déclin relativement prononcé de la demande de produits pétroliers au Québec au début des années 1980 a rendu la fermeture des raffineries de Montréal en 1983 virtuellement inévitable.** En outre, les fermetures elles-mêmes ont produit un effet secondaire, soit une baisse encore plus prononcée des ventes des raffineries du Québec tant à l'intérieur qu'à l'extérieur de la province, puisque les entreprises intégrées qui avaient fermé leurs raffineries ont approvisionné une partie de leur marché québécois depuis des raffineries situées à l'extérieur de la province. Cet effet secondaire a, à son tour, créé des pressions en faveur de l'élimination d'une capacité de raffinage supplémentaire.

(ii) **Compte tenu de la facilité d'échanger des produits aux échelles régionale et internationale, il n'est pas utile de tenter d'évaluer la vente et la fermeture de la raffinerie de Gulf à Montréal en cherchant à savoir si la capacité qui restait au Québec était «suffisante».** Les principales questions pertinentes portent sur les effets de la fermeture sur la concurrence au Québec et dans les régions avoisinantes (principalement au Nouveau-Brunswick et en Ontario). En réduisant la surcapacité, la fermeture a sans doute affaibli les pressions concurrentielles dans ces régions mais le Gouvernement du Canada, en approuvant l'acquisition par Petro-Canada du contrat de traitement de Gulf conclu avec Texaco et, par la suite, l'acquisition par Ultramar des actifs de Gulf, a jugé que ces transactions étaient en fin de compte dans l'intérêt du public.

4. Recommandations

Recommandation no 1: Afin de mettre un terme à plusieurs pratiques qui ont cours dans l'industrie pétrolière et qui pourraient apparaître de temps à autre dans d'autres branches d'activité, il conviendrait d'ajouter un article au projet de loi C-91 en vertu duquel le Tribunal de la concurrence serait habilité à émettre des ordonnances décrétant l'abandon ou la non répétition de toute conduite diminuant substantiellement la concurrence.

En vertu d'un tel article, le Tribunal pourrait émettre une ordonnance chaque fois qu'il peut être établi à sa satisfaction que la conduite en cause a diminué ou diminuerait substantiellement la concurrence. La Commission estime qu'une telle disposition ne devrait pas viser une conduite uniquement «susceptible» de diminuer substantiellement la concurrence mais plutôt une conduite dont les conséquences préjudiciables seraient plus évidentes. Par ailleurs, la disposition proposée échapperait à bon nombre des limites énoncées à l'article 51 du projet de loi C-91.

L'article proposé permettrait, par exemple, de corriger les types de conduite ou de pratiques suivantes dans l'industrie pétrolière:

(a) des accords d'échange de longue durée portant sur d'importantes quantités dont l'effet serait de réduire les approvisionnements dans un marché au point de diminuer substantiellement la concurrence; et

(b) des programmes de soutien ou des accords d'agence ou autres en vertu desquels le fournisseur obtient une mainmise complète ou substantielle sur les prix d'un client-concurrent, donnant ainsi lieu à un affaiblissement substantiel de la concurrence.

Il serait mal avisé, de l'avis de la Commission, d'adopter une série de dispositions visant des types particuliers d'accords, de conduites ou de circonstances possibles qui pourraient diminuer substantiellement la concurrence (par exemple, les «accords d'échange», les «accords d'agence», les «allocations de soutien» et ainsi de suite). Lorsque la Loi s'attache à la *forme* d'une pratique éventuellement préjudiciable plutôt qu'à l'*effet* fonctionnel, les entreprises sont tentées d'inventer de nouveaux moyens d'obtenir le même résultat, moyens au sujet desquels la Loi est muette. Une telle approche entraînerait également une prolifération de dispositions législatives qui occasionneraient des retards et une perte de temps à un Parlement sans cesse appelé à bloquer les échappatoires afin de protéger l'intérêt public.

Tout comme la majeure partie du projet de loi C-91, l'article proposé ici ne jouit pas du même degré de spécificité et n'offre pas la même certitude préalable ou la même orientation aux gens d'affaires que s'il s'agissait d'une mesure relevant du droit pénal. Par contre, l'examen relevant du droit civil a le grand avantage de pouvoir protéger l'intérêt public plus efficacement contre des conduites ou des pratiques qui, bien que favorisant dans la plupart des cas l'intérêt public ou à tout le moins n'y portant aucun préjudice, peuvent par ailleurs dans d'autres circonstances être jugées, après examen, préjudiciables. Il est impossible de calmer tout à fait les inquiétudes voulant qu'une ordonnance d'interdiction puisse perturber les affaires et entraîner des pertes, mais c'est là un problème que connaît toute loi relative à la concurrence. Il est évidemment possible de consulter le Directeur afin de

savoir s'il porterait la conduite en cause à l'attention du Tribunal. En outre, on peut supposer que le Tribunal examinerait toutes les circonstances avant d'émettre une ordonnance et chercherait à minimiser les épreuves inutiles.

Recommandation no 2: Les fournisseurs qui jouissent d'une grande puissance commerciale ne devraient pas avoir le droit de refuser d'approvisionner les autres sans raison suffisante. La puissance commerciale étant affaire de degré, plus une personne exerce une mainmise sur l'approvisionnement, moins il devrait être nécessaire de prouver que le refus a porté préjudice à quelqu'un ou qu'il a diminué substantiellement la concurrence, et plus il faudrait insister sur la pertinence des raisons invoquées par le fournisseur pour refuser l'approvisionnement.

En décidant d'émettre ou non une telle ordonnance d'approvisionnement, la Cour ou le Tribunal, selon le cas, examinerait sans doute tous les facteurs pertinents, y compris le nombre de possibilités d'approvisionnement sur le marché; la possibilité pour les autres de reproduire les installations d'approvisionnement sur le marché; l'ampleur de la concurrence, s'il en est, entre le fournisseur et son client; le préjudice commercial, réel ou probable, subi par le client éventuel en raison de son incapacité d'obtenir des approvisionnements du fournisseur à des conditions de commerce normales ou raisonnables; et les raisons invoquées par le fournisseur pour refuser l'approvisionnement à des conditions de commerce normales et raisonnables.

La Commission estime, par exemple, que dans le contexte de l'approvisionnement des indépendants par les raffineurs de pétrole, les circonstances de commerce sont telles qu'il conviendrait d'émettre des ordonnances d'approvisionnement à moins qu'un fournisseur puisse justifier suffisamment son refus d'approvisionner à des conditions normales ou raisonnables.

Recommandation no 3: C'est la loi qui devrait conférer le pouvoir d'émettre des ordonnances provisoires, particulièrement en ce qui a trait aux questions touchant l'approvisionnement.

En faisant cette recommandation, la Commission se réjouit que le projet de loi C-91 propose d'accorder au Tribunal de la concurrence un pouvoir global d'émettre des ordonnances provisoires visant toutes les questions relevant de sa compétence, établi en vertu de la partie VII du projet de loi.

Recommandation no 4: Toute personne qui s'est vu refuser l'approvisionnement devrait avoir le droit de s'adresser directement au Tribunal de la concurrence pour obtenir réparation.

L'accès direct aurait l'avantage de permettre aux plaignants, dans le cadre d'une requête en vue d'obtenir le règlement de leurs problèmes d'approvisionnement, d'éviter les retards qu'occasionnerait l'obligation de

passer par l'entremise du bureau du Directeur; cela permettrait également aux plaignants d'être maîtres de la présentation des preuves et des arguments.

On s'inquiète parfois que l'accès direct du public au Tribunal puisse servir à menacer ou à harceler les fournisseurs. Ces craintes s'inspirent en grande partie de l'expérience américaine des poursuites en triples dommages et n'ont à peu près aucun rapport avec la situation dans ce pays. On peut aussi compter que le Tribunal interviendra pour empêcher que l'on abuse de ses procédures.

Recommandation no 5: Le gouvernement devrait avoir le pouvoir de soustraire certaines fusions à l'examen du futur Tribunal de la concurrence.

Il est possible que deux acquisitions que le gouvernement a jugé favorables à l'intérêt public (les acquisitions respectives par Petro-Canada et Ultramar des actifs d'aval de Gulf) auraient été portées devant le Tribunal de la concurrence si le projet de loi C-91 avait déjà été loi. Le cas échéant, les acquisitions jugées par le gouvernement favorables à l'intérêt public en général auraient pu être interdites par un organisme de décision qui se fonde sur des critères d'intérêt public plus étroits que ceux qu'applique le gouvernement. En matière de fusion, il devrait y avoir moyen de satisfaire des critères généraux d'intérêt public et seul le gouvernement est placé pour le faire. Un pouvoir général d'exemption placerait aussi les fusions nationales sur le même pied que les fusions étrangères en vertu de la *Loi sur Investissement Canada*. Les préoccupations relatives à l'indépendance judiciaire qui pourraient surgir si le Cabinet obtenait le pouvoir de casser une décision judiciaire ne se manifesteraient point si l'approbation ou l'exemption du Cabinet était accordée avant même que le cas ne soit soumis au Tribunal. Bien qu'il y aurait un prix à payer dans la mesure où l'on perdrait la possibilité de procéder à un examen complet et ouvert des questions relevant de la politique de la concurrence, on peut supposer que le gouvernement n'interviendrait que dans les cas où l'on serait tout à fait convaincu que l'acquisition favorise nettement l'intérêt public. Il serait souhaitable que le gouvernement fasse publiquement état de ses raisons chaque fois qu'il accorde une telle exemption, dont il devrait par ailleurs exposer les modalités.

Recommandation no 6: Les raffineurs ne devraient pas imposer de pacte d'utilisation non-pétrolière à l'égard des terrains qu'ils vendent et devraient déclarer publiquement qu'ils ne feront pas valoir les pactes relatifs aux propriétés déjà vendues.

Recommandation no 7: Comme suite à la conclusion relative aux critères d'identification d'un comportement abusif, les fournisseurs et le

Directeur devraient s'appuyer sur les lignes directrices suivantes pour établir les limites de prix convenables dans le contexte de double distribution de l'industrie pétrolière:

1. *Les indépendants ne devraient en aucun moment être tenus de payer davantage que le plus bas prix de détail pratiqué par le fournisseur dans la zone commerciale de l'indépendant (c'est-à-dire aux points de vente où le fournisseur fixe le prix à la pompe), moins des frais raisonnables de transport du produit.*
2. *Le rendement net des ventes au détail des raffineurs ne devrait pas être inférieur au rendement net de leurs ventes aux détaillants du réseau des producteurs ou aux indépendants dans une zone commerciale donnée.* A cette fin, le calcul des rendements nets devrait être nécessairement fonction de la période en cause et de la conjoncture de l'industrie (en récession, stable ou en expansion).

Recommandation no 8: Les raffineurs qui ont déclaré qu'ils n'offriraient plus de remises sur les prix publiés devraient renoncer à ce volet de leurs politiques de «prix rampe de chargement».

Recommandation no 9: En ce qui a trait à Petro-Canada:

(a) Il serait dans l'intérêt public d'exiger la recommandation du ministre de la Consommation et des Corporations, en plus des recommandations ministérielles déjà exigées par la Loi, comme condition préalable à l'approbation des budgets d'immobilisations et des plans de Petro-Canada (ainsi que de leurs modifications) de même qu'à l'émission de directives du gouvernement à l'endroit de Petro-Canada.

(b) Même si la loi ne l'oblige pas à le faire:

(i) Petro-Canada ne devrait pas annoncer qu'elle n'offrira pas de remises confidentielles sur ses prix publiés aux revendeurs ou aux autres gros acheteurs.

(ii) Petro-Canada devrait renoncer à conclure et à faire valoir des pactes d'utilisation non-pétrolière.

(iii) Petro-Canada devrait maintenir sa politique d'approvisionner, au meilleur de sa capacité, ouvertement et sans discrimination les fournisseurs non intégrés à partir de ses raffineries.

(c) Petro-Canada et ses employés devraient être assujettis pleinement aux dispositions de la *Loi relative aux enquêtes sur les coalitions* sauf dans les cas où certains agissements s'inscrivent dans le cadre de directives ou d'approbations précises du gouverneur en conseil.

(d) Tant que Petro-Canada sera une société d'État, un comité du Parlement devrait examiner tous les cinq ans la *Loi sur la société*

Petro-Canada ainsi que ses objectifs et ses activités. Afin de faciliter cet examen, Petro-Canada devrait présenter au comité un rapport spécial; pour sa part, le ministre de la Consommation et des Corporations devrait présenter un rapport faisant état des effets exercés par Petro-Canada sur les dimensions de l'intérêt public auxquelles il doit veiller.

Recommandation no 10: En ce qui a trait aux interventions des gouvernements fédéral, provinciaux ou municipaux dans tout aspect de l'industrie pétrolière:

(a) La Commission recommande à tous les gouvernements, fédéral, provinciaux ou municipaux, d'adopter les principes fondamentaux présentés dans l'énoncé de politique du gouvernement fédéral intitulé *Aller sans entraves, un guide pour la réforme des transports* (1985) à l'égard de toute réglementation actuelle ou éventuelle de l'implantation, de l'établissement des prix ou de la production. Plus particulièrement, son étude de la réglementation provinciale et municipale de la vente au détail de l'essence a persuadé la Commission que le public serait mieux servi si l'octroi de permis d'implantation ou l'approbation de nouvelles modalités de vente par le gouvernement dans ce secteur s'appuyait sur le critère de «prêt, apte et disposé» plutôt que sur celui de «commodité et nécessité publiques».

(b) L'expérience et les connaissances du bureau du Directeur des enquêtes et recherches devraient continuer d'être pleinement accessibles, par l'entremise de consultations privées et d'audiences publiques, aux organismes, ministères et fonctionnaires de tous les gouvernements pour les aider à régler les questions de réglementation de certaines industries que l'on croit nécessaire dans le but de favoriser l'intérêt public.

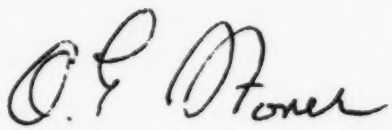
(c) Certaines dimensions de l'organisation et du rendement du secteur aval de l'industrie pétrolière ont un intérêt et une importance tels pour le public qu'il serait souhaitable que les gouvernements fédéral et provinciaux prévoient des consultations plus systématiques à des échelons supérieurs afin d'examiner le rendement de l'industrie et de coordonner leurs objectifs et leurs politiques dans la mesure du possible.

Recommandation no 11: Il faudrait éviter d'imposer des restrictions à l'importation de produits pétroliers au Canada afin de favoriser la concurrence sur les marchés canadiens. Il est important que le gouvernement fasse connaître à l'industrie dans quelle mesure il favorise le maintien d'une politique de libre accès.

Une telle mesure profiterait indirectement aux consommateurs et avantagerait directement les importateurs éventuels et autres acheteurs en gros qui doivent prendre des décisions au sujet d'investissements dans des installations ou de la durée et des types de contrats d'approvisionnement qu'ils passeront.

Recommandation no 12: Les consommateurs devraient chercher à affermir leur situation commerciale en tirant parti de leur pouvoir de négociation (ou d'achat) collective.

Plusieurs organismes, y compris les associations d'automobilistes, pourraient étudier avec profit la possibilité d'obtenir des concessions sur le prix de l'essence au nom de leurs membres, tout comme certains organismes le font dans le cas du mazout.



Président

Membre

Ottawa
le 16 mai 1986

Annexes

A

Comparutions

Avocat ou porte-parole	Représentant
G. Hotte M. Doyon	Association des distributeurs indépendants de produits pétroliers
A. Dinard	Association des services de l'automobile
G. McKenzie	Automotive Retailers Association of Alberta
P. Richards	Automotive Retailers Association of British Columbia
J.L. McDougall S.J. Simpson	BP Canada Inc.
J. Conrad	Fédération canadienne des distributeurs indépendants de produits pétroliers
D. Arthurs	Canadian Tire Corporation, Limited
H. Wetston	Association des consommateurs du Canada
G.F. Henderson G.E. Kaiser G.N. Addy	Directeur des enquêtes et recherches
E. Sojonky	Ministère de l'Énergie, des Mines et Ressources
M.J. Bruni D. Holgate	Energy Resources Conservation Board of Alberta
J.J. Robinette C.L. Campbell J.J. Colangelo M.E. Barrack	Gulf Canada Limited
J.F. Howard G.F. Leslie L.D. Robinson J.L. Ronson A. Blakely N. Hesler	Compagnie Pétrolière Impériale Limitée

J.W. Brown	Interprovincial Pipe Line Limited
H.H. Stikeman D.M. Gillis L. Barnes	Irving Oil Limited
F.R. Matthews	Murphy Oil Ltd./Spur Oil Ltd.
L.M. Joyal	National Automotive Trades Association of Canada
L.E. Smith	Office national de l'énergie
J. Meagher	Ministère du Revenu national
G.W. Sholtack	Ministère du Revenu de l'Ontario
T.W. Troughton	Ontario Retail Gas and Automotive Services Association
J. Sopinka K. Chalmers R. Watson	Petro-Canada
J. Chipman	Petrofina Canada Inc.
J. Conrad	Petroleum Marketers Association of Canada
J.H. Francis	Petrosar Limited
D. Thompson	Retail Gas Dealers Association of Nova Scotia
M. Woods	Gouvernement de la Saskatchewan
A. McN. Austin J. Lax	Shell Canada Limited
J.A. Schwartz	Southland Canada, Inc.
A. Lutfy J. Chamberland	Suncor Inc.
L. Morphy D. Porter	Sunys International Inc.
C.R. Thomson Y. Fortier M. Frawley R.T. Hughes	Texaco Canada Inc.
D. Campbell	Ultramar Canada Inc.

Avocats pour la Commission sur les pratiques restrictives du commerce

B.C. McDonald
M. Bélanger

B

Témoins[1]

		Transcription[2] Volume(s)
SOCIÉTÉS DE PIPELINES		
Interprovincial Pipe Line Limited		
R.K. Heule	Président	141
RAFFINEURS		
BP Canada Inc.		
L.E. Barchard	Ancien vice-président BP Canada	99-100
J.A. Barclay	Ancien vice-président BP Canada	99-100, 123
T.R. Dalglish	Ancien vice-président BP Canada	162-163
Federated Co-operatives Limited		
B.F. Dahlstrom	Directeur de la raffinerie Consumers' Co-operative Refineries Limited	172
I.H. Donald	Directeur, Division agricole	172
V.J. Leland	Président	172

1. Les titres de poste désignent en quelle qualité la personne nommée a témoigné ou la fonction qu'elle exerçait à ce moment-là.
2. Les volumes contenant la transcription donnent la ou les date(s) et le lieu des témoignages.

Gulf Canada Limited

J.D. DeGrandis	Premier vice-président, Produits Gulf Canada	111-114, 136-136A, 169-170
M.A. Fuss	Professeur de sciences économiques, Université de Toronto	116-117, 138-139
J.A. Holding	Directeur, Approvisionnement en brut et en produits pétroliers, Produits Gulf Canada	73
P. Leroux	Directeur, Ressources humaines, Gulf Canada	169-170
T. Matsushita	Vice-président, Gulf Canada	181-181A
D.R. Nelson	Directeur régional, Commercialisation, Est du Canada, Gulf Canada	128-132
J.A. Roode	Directeur, Planification intégrée, Gulf Canada	128-132
D.C. Shaw	Directeur, Études du 3ième cycle, École de gestion des entreprises, Université Western Ontario	139-140 170-171
G.C. Watson	Ancien directeur, Ventes (produits raffinés), Gulf Canada	128-132
L. Waverman	Professeur de sciences économiques, Université de Toronto	72-73, 116-117, 138-139
J.E.L. West	Directeur, Planification et Affaires publiques, Gulf Canada	111-114, 136-136A

Compagnie Pétrolière Impériale Limitée

W.D. Archbold	Ancien vice-président, Cie Pétrolière Impériale	63, 142-147
M.C. Bell	Associé principal, Impôts sur le revenu	65

H.M. Brewster	Analyste principal, Exxon	63-64
M.T. Budd	Directeur, Division des ventes (nationales et étrangères) Esso Petroleum	148A-150, 173-174A 192-194A
D.B. Foster	Directeur général adjoint, Département des ventes au détail, Esso Petroleum	142-150, 173-174A, 183D
C.A. Hayles	Vice-président, Esso Petroleum	142-150, 173A-174A
M.J. Huffman	Ancien directeur général adjoint, Department de l'approvisionnement, Esso Petroleum	62-65, 110-111
J.G. Livingston	Ancien président, Cie Pétrolière Impériale	62-63
D.F. MacLauchlan	Vice-président et directeur général, Département de l'approvisionnement, Esso Petroleum	110-111
M.E. McInerney	Directeur, Développement du commerce intérieur, Esso Petroleum	183D
T.B. Metzing	Directeur général adjoint, Département de la commercialisation, Esso Petroleum	148A-150
D.R. Purdie	Vice-président, Esso Petroleum	183D, 192-193A, 194A
A.K. Quan	Conseiller principal en planification, Département de l'approvisionnement, Esso Petroleum	110-111
J.L. Stevens	Directeur du commerce automobile, Division du marché de détail, Cie Pétrolière Impériale	142-150, 173-174A, 183D, 192-194A
T.H. Thomson	Premier vice-président, Cie Pétrolière Impériale	142-148A, 183D

G.K. Whynot	Ancien vice-président, Cie Pétrolière Impériale	65
Irving Oil Limited		
A. Irving	Président — directeur général, Irving Oil	83-83A, 167
Petro-Canada		
J.F. Bechtold	Directeur général, Approvisionnement et Logistique, Petro-Canada	43
D.A. Dean	Directeur, Approvisionnement en pétrole brut étranger, Petro-Canada	43
G.A. Craig	Vice-président et contrôleur, Produits Petro-Canada	175-177
J.H. Dagher	Vice-président, Produits Petro-Canada	175-178A
D.A. MacKenzie	Premier vice-président, Produits Petro-Canada	175-178A
J. McNicholas	Directeur, Économie, Politique, Analyse et Affaires réglementaires Petro-Canada	175-178A
V.G. Sundstrom	Ancien vice-président, Petro-Canada	175-178A
W.A. West	Président, Produits Petro-Canada	175-177, 194
Petrofina Canada Inc.		
R.E. Reade	Ancien directeur général, Ventes au détail, Petrofina	155-156A
R.J. Redding	Ancien vice-président, Commercialisation Petrofina	155-156A

N. Van Son	Ancien vice-président, Approvisionnement et distribution, Petrofina	155-156A
H.S. Williams	Ancien directeur régional, Petrofina	155-156A

Petrosar Limited

D.R. English	Directeur, Commercialisation	104
S.K. Lamb	Directeur, Approvisionnement	104
B.G.S. Withers	Vice-président	104

Shell Canada Limited

L.F. Bolger	Vice-président	81-82
H.R. Daboll	Directeur, Politique automobile	133-137
P. Gordon	Ancien premier vice-président	159-160
W.M. Hall	Directeur, Techniques de Marketing et Administration	193
R.P. Ritchie	Ancien vice-président,	81-82
A.G. Seager	Vice-président, Commercialisation	133-137
D.J. Taylor	Vice-président exécutif	133-135, 159-160
C.F. Williams	Ancien vice-président	133-137

Suncor Inc.

G.H. Brereton	Vice-président, Sunoco	161-161A
N.J. Hathway	Directeur, Approvisionnement et Transport, Sunoco	161-161A

K.F. Heddon	Ancien président du Conseil d'administration Sun Oil Company	78-79
D. Henderson	Ancien directeur, Finances et Administration, Suncor	100
J.M. Gilchrist	Directeur, Impôts, Suncor	161
M.W. O'Brien	Vice-président, Sunoco	161-161A
D.W. Parker	Directeur, Approvisionnement en pétrole brut, Sunoco	80
D.M. McGeer	Premier vice-président, Suncor	78-79
Texaco Canada Inc.		
R.G. Allan	Directeur, Département des systèmes informatiques	120-122
O.C. Cleyn	Vice-président	120-122, 124-127
H.T. Hudson	Ancien vice-président	75-77, 119-122, 124-127
R. Krantz	Ancien directeur général adjoint, Ventes	120-122, 124-127
D.W. Maddock	Directeur régional, Commercialisation	120-122, 124-127
C.A. Monk	Directeur, Ventes des cartes de crédit, Commercialisation	120-122
J.L. Morrison	Vice-président exécutif	75-77
J.M. Murray	Vice-président	75-77, 119-122, 124-127, 180-180A
T.J. Puccini	Directeur, Centre opérationnel	120-121
N.E. Taylor	Vice-président	120-122, 124-127
S.J. Walker	Vice-président	75-77, 119-122, 124-125, 180-180A
Turbo Resources Limited		
B. Miller	Vice-président	153

J.G. Sioui	Vice-président	153
Ultramar Canada Inc.		
J. Allan	Vice-président exécutif	98-99A, 157-158A
	COMMERÇANTS[3]	
J. Antosko Winnipeg (Man.)	Propriétaire de débit d'essence	28
Blakeny & Son (1979) Ltd. Moncton, N.-B.	R.B. DesBrisay Président	20
Bellemare, J.A., Limitée Shawinigan (Québec)	M. Bellemare propriétaire	25
Bimar Montréal (Québec)	R. Martimbeau propriétaire	26
M. Braunstein Winnipeg (Man.)	Détaillant de la marque Tempo	28-29
Caloil Inc.	P. Sénécal, fondateur et ancien président	44, 95
	R. Dulude, ancien secrétaire-trésorier	44, 95
Canadian Tire Corporation, Limited	A.B. Malcolm Vice-président	103-103A
Car-Pet Holdings Limited St.-John's T.-N.)	O.D. Carver Président	105
R. Carr Windsor (Ont.)	Détaillant d'essence de marque Sunoco	88-89
Cencan Petroleum Limited	B. Loeb, président du conseil d'administration	181, 181B-181C
	K.J. McCrimmon, président	93-93A4, 181, 181B-181C

3. Bon nombre des commerçants qui ont témoigné à titre individuel étaient membres de la *National Automobile Trades Association (NATA)* et de l'Association des Services de l'automobile du Québec (ASA). D'autres faisaient partie de la *Canadian Federation of Independent Petroleum Marketers* (CFIPM) et de l'Association des Distributeurs indépendants de produits pétroliers (ADIP). Voir aussi la liste ci-dessous pour les associations de détaillants.

CDN Petroleums Limited Hamilton (Ont.)	W.A. Hemstreet, président	52, 59
H. Chiarella Winnipeg (Man.)	Propriétaire d'un débit d'essence	28
Compagnie d'Huile Cortina, Inc., La	A. Paradis, co-propriétaire	48
N. Cowley Windsor (Ont.)	Détaillant d'essence de marque Gulf	90
M.E. Curd	Ancien vice-président de Headway Corporation et ancien vice-président de Metro Fuels, Moncton (N.-B.)	86
Distributions Réjean Bellemare Limitée	R. Bellemare ancien propriétaire	26
Louis Drouin Inc. St-Georges, Beauce (Québec)	J. Drouin, propriétaire	51
P.R. Drouin Ottawa (Ont.)	Détaillant d'essence de marque Esso	18
Drummond Fuels (Ottawa) Ltd.	G.W. Drummond président et propriétaire	17
Eldorado Petroleums Ltd. Shaughnessy (Alta)	D.L. Morris président	10
Fifth Wheel Truck Stops Ltd., Milton (Ont.)	C. Warren, président et propriétaire principal	91-91A
	J. Ritchie, Directeur, Finances et Administration	195
	J. Zsoldos Directeur, Ventes de mazout	195
Francis Fuels Limited Ottawa (Ont.)	W.J. Francis directeur général	15
J.H. Frison Reserve Mines Cape Breton (N.-É.)	Détaillant d'essence de marque Petro-Canada	19
Fuel Liners Limited Milton (Ont.)	D.T. Tracey président	47

J.-L. Gagné Longueuil (Québec)	Détaillant d'essence de marque Petro-Canada	22
T. Glennon Windsor (Ont.)	Savemor Petroleum Limited	86
Golden Triangle Oils Limited Kitchener (Ont.)	J. McCrory vice-président	87-87A
Guindon Petroleum Limited Cornwall (Ont.)	F. Guindon, président L. Guindon, vice-président	86-86A
A.H. Gurney Kamloops (C.-B.)	Ancien détaillant d'essence de marque Esso	11
Hi Ho Gas Limited Edmonton (Alta)	D. Jung, propriétaire	10
Huiles Bertrand Inc., Les Chomédy, Laval (Québec)	R. Bertrand Principal actionnaire	50
Huiles Nolin Inc., Les Huiles Ultrabec Inc., Les Québec (Québec)	C. Bernier actionnaire	50
Ivanhoe Inc. Mont St-Hilaire (Québec)	C. Mercier, directeur	177
A. Lafond Ste Rosalie (Québec)	Détaillant indépendant	96
J. Lafond Drummondville (Québec)	Détaillant indépendant	96
J.-L. Lafond Ste Hyacinthe (Québec)	Détaillant indépendant	96
C. Lambert Sherbrooke (Québec)	Détaillant d'essence de marque Texaco	22
R. Lonnee Windsor (Ont.)	Détaillant d'essence de marque Shell	89-90
R. Maher Montreal (Québec)	Détaillant d'essence de marque BP	22-23
R. Major Sainte-Rose Laval (Québec)	Détaillant d'essence de marque BP	23

P. Malenfant Windsor (Ont.)	Détaillant d'essence de marque Petro-Canada	89-90
McAsphalt Industries Toronto (Ont.)	J.J. Carrick Président	87, 90
Merit Oil Company Limited Vancouver (C.-B.)	R.G. Brodie Ancien président-directeur-général	49, 59-60
Metro Fuel Company Ltd. Moncton (N.-B.)	A. Landry, président et fondateur	88, 94-94A
	N. Robichaud, vice-président	88
Mohawk Oil Co. Ltd.	D. Skagen président	101-101A
Motoco Petroleum Inc. Montréal (Québec)	W. Kaneb, président	41
Mr. Gas Limited Orléans (Ont.)	A. Gagnon, secrétaire-trésorier	15-16
Murphy Oil Company Ltd./Spur Oil Ltd.	P.C. Bilger, vice-président (Transformation), Murphy Oil Corporation (USA)	102
	N. di Tomaso, président Spur Oil Limited et vice-président Murphy Oil Company Limited	102
	F.R. Matthews, conseiller juridique, et secétaire Murphy Oil Company Limited et Spur Oil Limited	
Natomas of Canada, Ltd.	M. Chevalier, président	152
J. Neville Windsor (Ont.)	Ancien détaillant d'essence de marque Sunoco	88-89
Norco Oil Ltd. Montréal (Québec)	S. Abracen, président	166-166A
R. Ouimette Windsor (Ont.)	Détaillant d'essence de marque Esso	90
Pay Less Co. (1972) Ltd. Victoria (C.-B.)	A. Vandekerkhove, président et fondateur	180

Perrette, Laiterie Ltée	J.-L. Gauthier	56-59
M. Pierre Windsor (Ont.)	Ancien détaillant d'essence de marque Texaco	90
Pioneer Petroleums	M.E. Hogarth, président	30-31
Produits Pétroliers Élan Ltée, Les	D. Deschamps, président	54
Ravenda Inc. Duvernay, Laval (Québec)	N. Ravenda, propriétaire	25
R. Renaud Windsor (Ont.)	Détaillant d'essence de marque Shell	89-90
Robbins Feed & Fuel Ltd. and Robbins Gas Bars	W.G. Robbins C. Robbins, président	32, 168 168
Rosen Fuels Limited Kingston (Ont.)	H. Rosen, président S. Rosen, ancien président of Buy Rite Gasoline Co. Ltd.	46
Selig, H.W. Petroleum & Heating Limited Bridgewater (N.-É.)	H.W. Selig, président	19
Simpsons-Sears Limitée	N.G. Liversidge, administrateur, Centre pour l'auto	154-154B
P. Sigouin Chomédy, Laval (Québec)	Détaillant d'essence de marque Shell	23
Sipco Oil Limited	G.M. Cushman N. Turner, président	55 40
Southland Canada, Inc.	R. Storms, Directeur Commercialisation de l'essence 7-Eleven Food Stores	171-171F
Sunys International Inc.	A.C. Martin, ancien président G.P. Norris, président J.E. Robillard, président du Conseil d'administration	84-85A
K.J. Taylor Winnipeg (Man.)	Détaillant d'essence de marque Tempo	29
Trans-Québec Huile Inc. Montreal (Québec)	J.-L. Poupart, ancien propriétaire	48

Universal Terminals Ltd. Cornwall (Ont.)	T. Kaneb, président	15, 69
Uraken Canada Limitée St-Sauveur des Monts, (Québec)	F. De Baets, administrateur et contrôleur	177
Venne et Laurain Inc. Repentigny (Québec)	L. Dubé, ancien actionnaire	26
F. Willis Windsor (Ont.)	Détaillant d'essence de marque BP	88-89
Wilson Fuels Limited Truro (N.-É.)	P. Wilson, copropriétaire	21
Witco Chemical Canada Limited Willowdale (Ont.)	J.E. Coleman, vice-président	103

ASSOCIATIONS

L'Association des consommateurs du Canada

S. Hall	Division de l'Alberta	10
J. Douglas M. Roseblade	Division de la Colombie-Britannique	14
B.H.C. Fulcher	Division du Manitoba	34
M. Holgate	Division de la Nouvelle-Écosse	21
B. J. Cram	Division de la Saskatchewan	27
F.M. Kirk M.F. Webb	Association de Toronto	32

L'Association des services de l'automobile du Québec (ASA)

A. Dinard	Secrétaire général	24

L'Automotive Trades Association of Ontario

K.W.J. Langdon	Conseiller auprès de l'Automotive Trades Association of Ontario	33

L'Ontario Retail Gasoline and Automotive Services Association

C.D. Turner	Ancien président de l'ORGA	18

L'Automotive Retailers' Association of British Columbia

R. Baldwin	Directeur	11-13
D. Bruce	Ancien président et détaillant d'essence de marque Shell	11-13
J. Ford	Président et détaillant d'essence de marque Esso	11-13

Les Retail Gasoline Dealers Associations of Nova Scotia and Prince Edward Island

D.H. Mader	Directeur exécutif	19

L'Automotive Retailers' Association of Alberta

J.R. Biddell	Ancien président et ancien détaillant d'essence de marque Gulf	8
P. Dickson	Ancien président et détaillant d'essence de marque Gulf	9
J.F. Johansen	Président, Sturdie Oils Ltd.	9
D.P. Kennard	Détaillant d'essence de marque Esso	8
P. Land	Président, Land's Happy Marts Ltd.	9
G.G. McKay	Détaillant d'essence de marque Texaco	8
G.K. Raddatz	Président, Alberta Automotive Retailers' Association et détaillant d'essence de marque Esso	7
D.H. Scrivens	Propriétaire, Edan Auto Services Limited et ancien détaillant d'essence de marque Gulf	8
P.C. Vail	Ancien président et ancien détaillant d'essence de marque Esso	10

TÉMOIGNANT A TITRE D'EXPERT POUR LE DIRECTEUR

W.J. Borns	Vice-président H. Zinder and Associates Consultants Washington, D.C. (USA)	106-109
K. Brant	Conseiller, Droit réglementaire énergétique et commerce international du pétrole Watertown, Wisconsin (USA)	37-39, 66-68, 70-71-189-190
P. Davidson	Professeur de sciences économiques, Rutgers University Princetown, New Jersey (USA)	66-68, 70, 184-190
P. Eglington	Président Peter Eglington Associates Limited, Ottawa (Ont.)	34
H. Harries	Conseil en questions économiques Edmonton (Alta)	106-109 184-190
G. Lermer	Doyen, Faculté des Études professionnelles, École de gestion, University of Lethbridge, Lethbridge (Alta)	184-188
T.J. McCann	Vice-président RTM Engineering Ltd. Ottawa (Ont.)	106-109
D.W. Scrim	Président Scrim, Lebel and Associates Ltd. Ottawa (Ont.)	35

GOUVERNEMENTS ET ORGANISMES GOUVERNEMENTAUX

Énergie, Mines et Ressources Canada

A.J. Kealey	Directeur, Indemnisations pétrolières	42, 44, 185
C.A. Landry	Directeur général, Utilisation du pétrole	185
R. Priddle	Sous-ministre adjoint	42-44
R.G. Skinner	Directeur général, Prix du pétrole et Indemnisation	185

Revenu Canada

K.M. Burpee	Directeur, Interprétation des impôts	151, 163
W.A. Szyc	Agent supérieur de recherche sur la conformité	36

Finances Canada

G.B. Willis	Agent des taxes sur les marchandises	151, 163

Office national de l'énergie

A. Currie	Chef par intérim, Division du pétrole brut indigène	115
P. Scotchmer	Directeur, Direction du Pétrole	71, 74, 115

Energy Resources Conservation Board (Alberta)

V. Millard	Président	118
F.J. Mink	Directeur, Département des questions économiques	118

Alberta Petroleum Marketing Commission

D.C. Hetland	Secretaire et avocat	165
J.E. MacKenzie	Directeur général	165

Ministère du Revenu (Ontario)

L.P. Leonard	Sous-ministre adjoint	164
D.W. Rowsell	Directeur, Impôts sur les carburants pour moteur et le tabac	164

Ministère de l'Énergie et des Ressources (Québec)

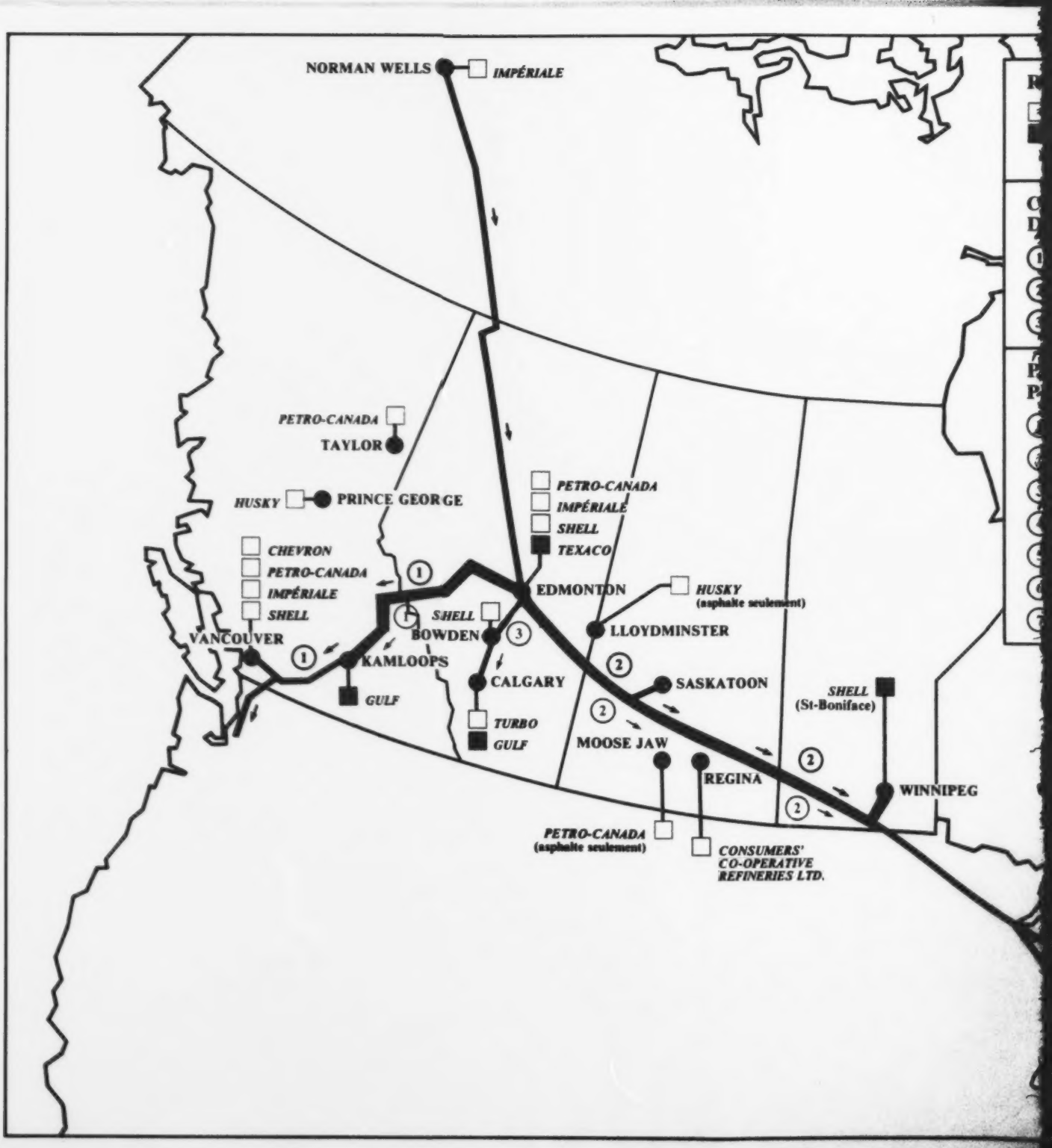
J. Servais	Directeur, Direction de la distribution	97

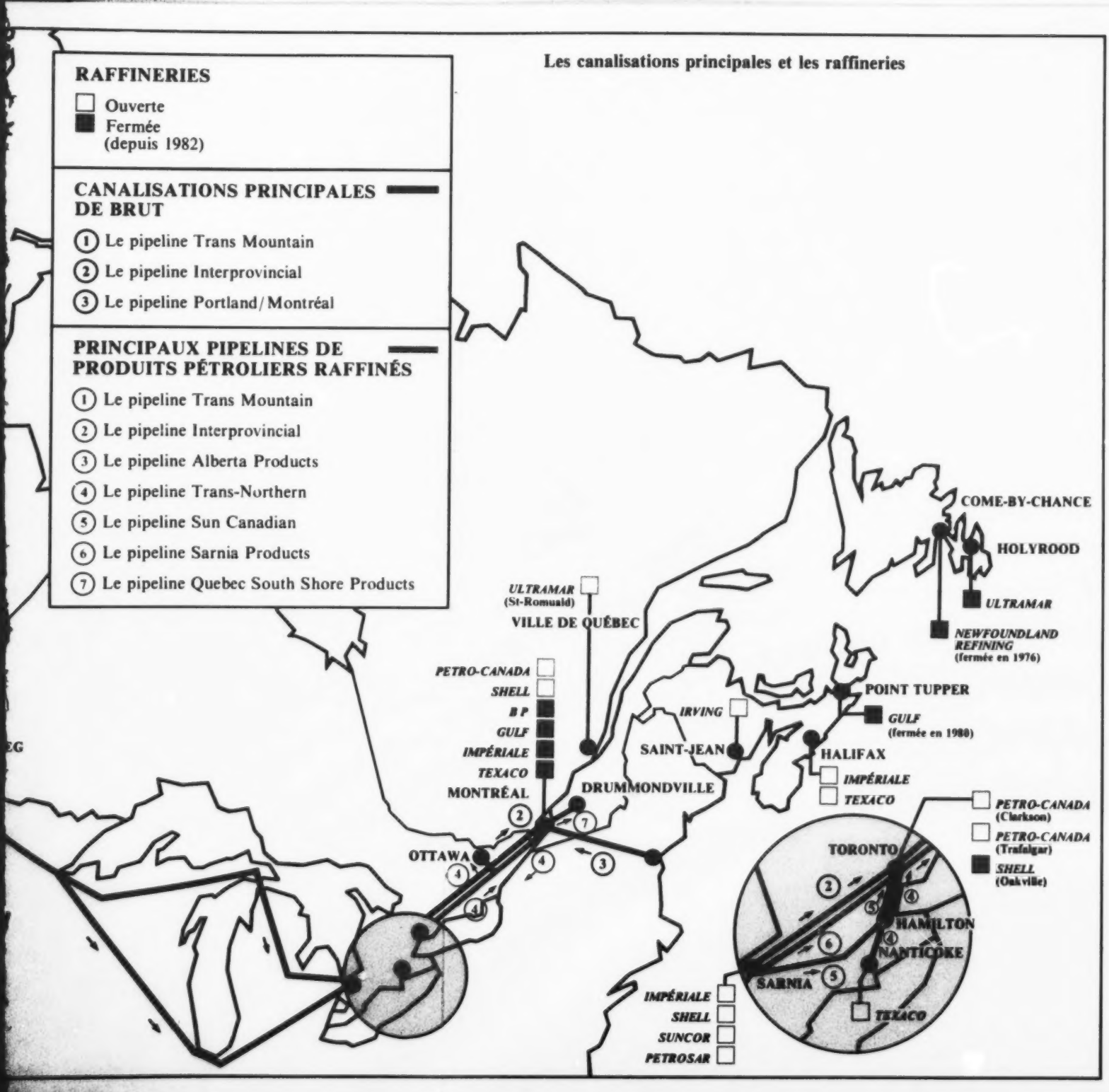
Gouvernement de la Saskatchewan

M. Koskie	Ministre, Affaires des consommateurs et commerciales	27

AUTRES TÉMOINS

J.M. Collins C.A. Parkinson J.F. Thompson	Directeur, Services techniques Directeur, Directeur général, Ventes Surveillant, Opérations Ethyl Canada Inc., Toronto (Ont.)	53
J. Katz	Citoyen intéressé	14
P.J. McNamee	Contrôleur Kent Marketing Services Ltd. London (Ont.)	53-A
A.M. Moore	Professeur de sciences économiques, Université de Colombie-Britannique	179-180
J. Mustard	Président Mustard Petroleum Ltd. Toronto (Ont.)	88
I. Waddell	Député, Vancouver, (C.-B.)	11


NORMAN WELLS
IMPÉRIALE
PETRO-CANADA
TAYLOR
HUSKY
PRINCE GEORGE
CHEVRON
PETRO-CANADA
IMPÉRIALE
SHELL
VANCOUVER
KAMLOOPS
GULF
SHELL
BOWDEN
PETRO-CANADA
IMPÉRIALE
SHELL
TEXACO
EDMONTON
HUSKY
(asphalte seulement)
LLOYDMINSTER
CALGARY
TURBO
GULF
SASKATOON
MOOSE JAW
REGINA
SHELL
(St-Boniface)
WINNIPEG
PETRO-CANADA
(asphalte seulement)
CONSUMERS'
CO-OPERATIVE
REFINERIES LTD.


Les canalisations principales et les raffineries
RAFFINERIES
Ouverte
Fermée
(depuis 1982)
CANALISATIONS PRINCIPALES DE BRUT
1 Le pipeline Trans Mountain
2 Le pipeline Interprovincial
3 Le pipeline Portland/Montréal
PRINCIPAUX PIPELINES DE PRODUITS PÉTROLIERS RAFFINÉS
1 Le pipeline Trans Mountain
2 Le pipeline Interprovincial
3 Le pipeline Alberta Products
4 Le pipeline Trans-Northern
5 Le pipeline Sun Canadian
6 Le pipeline Sarnia Products
7 Le pipeline Quebec South Shore Products
COME-BY-CHANCE
HOLYROOD
ULTRAMAR
NEWFOUNDLAND REFINING
(fermée en 1976)
ULTRAMAR
(St-Romuald)
VILLE DE QUÉBEC
PETRO-CANADA
SHELL
BP
GULF
IMPÉRIALE
TEXACO
MONTRÉAL
IRVING
SAINT-JEAN
POINT TUPPER
GULF
(fermée en 1988)
HALIFAX
IMPÉRIALE
TEXACO
DRUMMONDVILLE
OTTAWA
PETRO-CANADA
(Clarkson)
PETRO-CANADA
(Trafalgar)
SHELL
(Oakville)
TORONTO
HAMILTON
NANTICOKE
SARNIA
TEXACO
IMPÉRIALE
SHELL
SUNCOR
PETROSAR

La concurrence dans l'industrie pétrolière canadienne

Annexes C à M

Commission sur les pratiques restrictives du commerce

Canada

© Ministre des Approvisionnements et Services Canada 1986

En vente au Canada par l'entremise de nos

agents libraires agréés
et autres librairies

ou par la poste auprès du:

Centre d'édition du gouvernement du Canada
Approvisionnements et Services Canada
Ottawa (Canada) K1A 0S9

N° de catalogue RG53-1986/58-2F au Canada: $9.95
ISBN 0-660-91749-1 à l'étranger: $11.95

Prix sujet à changement sans préavis

Photographie de la couverture : SSC-Photocentre-ASC. Photo Features Ltd.,
© Joseph Brignolo, Don Klumpp/The Image Bank.
Conceptrice graphique : Miriam Bloom

Table des matières

		Page
Annexe C	— L'utilité des données de Statistique Canada pour comparer les prix de gros pendant la période d'application de la Politique pétrolière nationale	1
Annexe D	— La preuve relative à la répercussion des «surcoûts»	5
Annexe E	— Les critères d'évaluation des prix payés par les sociétés canadiennes pour le brut importé	11
Annexe F	— Prix fob et caf payés par les sociétés canadiennes pour les importations de bruts choisis entre 1958 et 1982	61
Annexe G	— Statistiques et autres données relatives au raffinage du pétrole	161
Annexe H	— Comparaison entre les parts du marché des indépendants	173
Annexe I	— La croissance dans la capacité des réseaux de ventes au détail	175
Annexe J	— Tableaux relatifs au marché de l'essence au détail	177
Annexe K	— Marges bénéficiaires brutes laissées aux revendeurs indépendants de fuel domestique et d'essence	191
Annexe L	— Tableaux relatifs à l'analyse des marges brutes	205
Annexe M	— Les difficultés suscitées par la rareté du mazout, dans l'Est du Canada, pendant l'hiver de 1978-1979	227

C

L'utilité des données de Statistique Canada pour comparer les prix de gros pendant la période d'application de la Politique pétrolière nationale

Jusqu'à 1964, Statistique Canada associait (pour des raisons de confidentialité) les expéditions de produits raffinés en ce qui concerne le Québec et les provinces de l'Atlantique. A cet égard, un profil cohérent nous est livré par la valeur moyenne au baril des expéditions de produits de raffinerie pour chacun des principaux produits: les valeurs signalées en Ontario augmentaient relativement à celles observées à la fois dans les provinces de l'Atlantique et au Québec. Dans le cas de l'essence automobile, la valeur des expéditions par baril au Québec et dans les provinces de l'Atlantique était, avant la PPN, la même que celle signalée en Ontario; par ailleurs, la moyenne pour 1968-1969 de la valeur des chargements par baril était de 0,44 $ plus élevée en Ontario que dans les provinces situées à l'est. Pour ce qui est du mazout léger, la valeur des expéditions par baril s'établissait au départ à 0,06 $ de plus en Ontario que dans les provinces de l'Est, l'écart s'élargissant à 0,58 $ pour l'année 1968-1969, soit une augmentation de 0,52 $ de l'écart même. Parti d'une parité de fait, le mazout lourd afficha une différence de 0,58 $. On dispose également de chiffres pour comparer les valeurs d'expédition au Québec avec celles de l'Ontario entre 1964 et 1972. Les valeurs moyennes durant ces années sont comparées ci-après dans le cas des trois principaux produits. Les écarts sont en pratique les mêmes pour les trois. Ils sont par la même occasion très voisins de la différence entre les coûts du brut dans une raffinerie de Toronto et dans une raffinerie de Montréal, soit une moyenne de 0,52 $[1].

1. Voir le tableau A-9 du Volume I du Livre vert. Les 0,15 $ du coût de transport dont tient compte ce tableau ont été exclus, de façon à obtenir le chiffre de 0,52 $.

	Ontario	Québec	Différence
Essence automobile	5,11	4,58	0,53[2]
Huile légère	4,25	3,71	0,54
Huile lourde	2,71	2,20	0,51

Source: Tableaux 49 à 51, Volume II du Livre vert.

Ces chiffres donnent à penser que la différence exacte des coûts du brut a été répercutée sur la valeur d'expédition de chaque produit. Une telle interprétation ne tient malheureusement pas compte de la position relative des produits sur le marché. Il est en effet difficile de comprendre comment un écart pourrait persister entre les prix, frais de transport non compris, d'un produit homogène tel que le mazout lourd. Les acheteurs sont des gens avertis et l'on pourrait s'attendre que leur action, de concert avec celle des intermédiaires, élimine tout écart de prix qui ne dépendrait pas du transport d'un produit d'un marché vers l'autre. En outre, il est difficile de croire que le gouvernement ontarien aurait accepté une politique qui produisait une telle augmentation directe des coûts de son industrie.

Dans le cas du mazout léger, les marques de commerce semblent avoir eu moins d'importance que dans le cas de l'essence, et la localisation des vendeurs ne serait probablement pas entrée en ligne de compte dans les décisions d'achat des consommateurs. Bien que les raffineurs aient absorbé nombre de revendeurs indépendants faisant le commerce du mazout léger, les indépendants paraissent avoir occupé une plus large place sur ce marché dans l'Est et le Centre du Canada que ne le faisaient les fournisseurs d'essence indépendants. La part du marché ouverte aux ventes des importateurs et autres courtiers était donc considérable, et les fournisseurs-raffineurs ne pouvaient la céder aux produits importés sans qu'il leur en coûte beaucoup. Bien que l'on sache peu de choses de l'information sur les prix dont les petits détaillants acheteurs de mazout léger disposaient ou de leur vulnérabilité à cet égard, beaucoup de gros acheteurs de l'industrie ou du commerce auraient probablement réagi à de petites différences de prix. Pour conserver leur part du marché, les fournisseurs-raffineurs auraient été tenus de concurrencer les prix des autres vendeurs.

Quant à l'essence, c'était une autre histoire. Le marché de gros était tout d'abord constitué par les ventes aux détaillants franchisés. Dans quelle mesure les prix au camion-citerne allaient-ils devoir baisser pour s'ajuster aux sources d'approvisionnement à meilleur marché? Cela dépendrait de

2. La différence est atténuée du fait qu'on a vendu beaucoup plus de supercarburant au Québec qu'en Ontario.

l'aptitude de ceux qui faisaient usage de ces sources à accroître leurs ventes. Comme on l'a étudié dans une section précédente sur la commercialisation, beaucoup d'indépendants vendaient à des prix considérablement plus bas que ceux pratiqués dans les points de vente franchisés des *Majors*. Seule une faible partie de l'écart de prix pouvait s'expliquer par les différences dans les prix de gros de l'essence. Qu'on attribue le phénomène aux avantages d'une différenciation des produits vendus par les détaillants franchisés, ou à la capacité des *Majors* de contrer les prix concurrentiels des indépendants par le détour de réductions de prix accordées dans certaines régions (p. ex., par le biais de programmes de soutien des prix), il reste que la part du marché des indépendants en Ontario était encore modeste à la fin des années 1960. Tous les avantages que les indépendants tiraient de l'usage d'approvisionnements importés ne représentaient qu'une faible part de leur avantage global en matière de coût, et ces avantages auraient eu relativement peu d'importance par rapport à la situation des indépendants sur le marché. Bien que l'on ait pu s'attendre à ce que les prix de gros ne demeurent pas à l'abri du coût des produits importés payé par les indépendants, les caractéristiques du marché portent à croire que la sensibilité aux prix aurait été moindre dans le cas de l'essence que dans celui du mazout léger, et remarquablement moindre pour ce qui concerne le mazout lourd.

Il est possible que la coïncidence des écarts observés pour chacun des produits pétroliers et pour le brut soit davantage le reflet des pratiques de rapports des sociétés à Statistique Canada que le reflet de différences du prix de gros des produits entre l'Ontario et le Québec. Comme le Livre vert l'a fait remarquer:

> «Les résultats du raffinage, telles qu'elles sont rapportées (sic) à Statistique Canada, dans la catégorie 'Valeur des chargements de sa propre raffinerie', posent un problème parce qu'il peut s'agir non de réalisations mais de coûts, en raison des méthodes de rapports permises (volume II, p. 90, note).

Puisque le brut était de loin la source la plus importante des écarts de coûts entre l'Ontario et le Québec, des rapports reposant sur les coûts plutôt que sur les prix de gros refléteraient simplement les différences existant dans le coût du brut. Contrairement à l'opinion exprimée dans le Livre vert[3], on ne saurait accorder aucun poids aux données de Statistique Canada pour déterminer l'effet de la PPN sur les prix des produits en Ontario.

---

3. « . . . Même si, à cause des [méthodes de rapports permises] les réalisations subissent des distortions dans le secteur du gros, du moment que celles-ci *ne changent pas à la longue*, on pourra évaluer leur performance relative, en comparant un marché à l'autre» (volume II, p. 90). (Italiques de la Commission) Ici, la difficulté réside précisément dans le fait que les coûts du brut suivaient des cheminements chronologiques différents.

D

La preuve relative à la répercussion des «surcoûts»

L'étude du professeur David Shaw, de la faculté d'Administration de l'université Western Ontario, constitue l'une des réponses les plus ambitieuses à l'allégation du Directeur des enquêtes et recherches («Directeur») voulant que les sociétés pétrolières aient répercuté leurs surcoûts sur les consommateurs. Cette étude a été subventionnée par la société Gulf Canada, mais celle-ci n'y a pas pris part. Le professeur Shaw a choisi de mesurer le coût en capital supporté par Gulf et la Cie Pétrolière Impériale («Impériale») (les deux grandes sociétés sur lesquelles on jugeait les données suffisantes) et de comparer leurs revenus effectifs avec ceux qui auraient permis de couvrir le coût en capital.

Aux fins de son étude, le professeur Shaw a supposé que l'estimation du Directeur relativement aux présumés surcoûts était exacte. Il a aussi supposé que l'industrie était compétitive et que, sur une longue période, n'eût été la présence de l'excédent de coûts allégué, les gains égaleraient exactement les sommes nécessaires pour couvrir le coût en capital. Trois situations étaient donc possibles. Elles sont schématisées à la Figure 1.

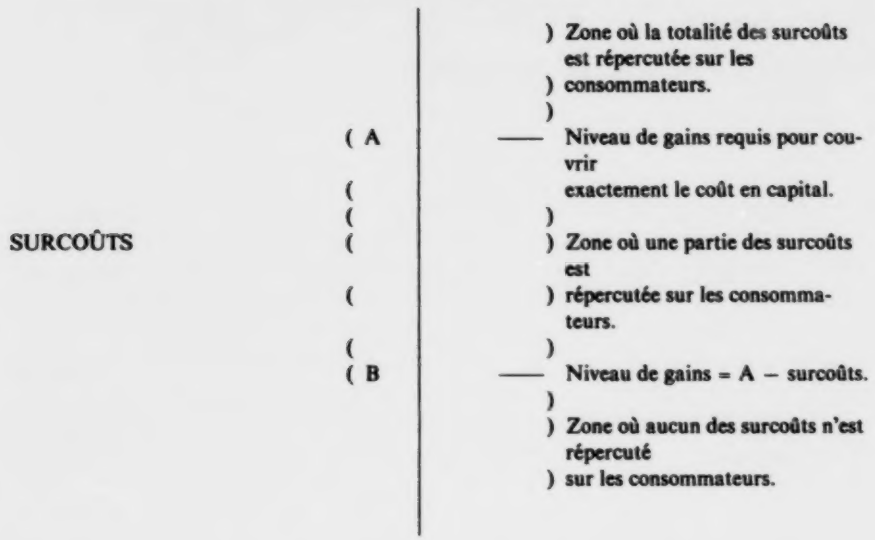
1. Le niveau des gains était égal à celui des sommes qui permettraient de couvrir exactement le coût en capital, moins les présumés surcoûts («B» dans la Figure 1). Avec un niveau de gains égal ou inférieur à celui-là, aucun des présumés surcoûts n'avait été répercuté.

2. Le niveau des gains était plus élevé qu'en (1), tout en ne dépassant pas le niveau de gains nécessaire pour couvrir le coût en capital. (Celui-ci apparaît à « A » dans la Figure 1.) Dans cette fourchette de gains (entre «A» et «B»), il était supposé — selon le point entre «A» et «B» où se situaient les gains considérés — que les surcoûts avait été répercutés en partie ou en totalité.

3. Le niveau des gains dépassait celui des sommes requises pour couvrir le coût en capital. Cela signifiait que les consommateurs supportaient des prix qui étaient même supérieurs à ceux qui auraient permis une répercussion de tous les surcoûts.

FIGURE D-1

Illustration des trois hypothèses vérifiées à l'aide du modèle du professeur Shaw



D'après les résultats originaux du professeur Shaw, les gains de Gulf se situaient en deçà de «B», tandis que ceux d'Impériale dépassaient légèrement ce seuil. Compte tenu du point de vue adopté, cela signifiait que même si Gulf avait eu des coûts plus élevés, elle n'en aurait répercuté aucun par le biais d'une majoration de prix; dans le cas d'Impériale, seulement une part minime de l'excédent de coûts aurait été répercutée. Les résultats, si l'on y prête foi, sont très éloquents. En ce qui concerne Gulf et, à toutes fins utiles, Impériale, ils signifient que les consommateurs n'ont pas été exposés à des hausses de prix conséquentes à une augmentation des coûts. Si le débat ne devait porter que sur la majoration des prix à la consommation, il n'y aurait pas lieu d'examiner plus avant les allégations relatives à l'excédent de coûts.

Le Directeur a accepté le modèle de base du professeur Shaw, mais non ses conclusions. Si l'on ne s'était pas entendu sur l'approche choisie, la discussion des preuves présentées par le professeur Shaw aurait été moins longue. Mais une fois terminé le contre-interrogatoire, une longue argumentation du Directeur et plusieurs séries de répliques et de réfutations, il subsistait encore deux divergences majeures entre les parties, de même que certaines autres sur lesquelles le Directeur n'a pas insisté.

C'est aux estimations du coût en capital des sociétés Gulf et Impériale que tient la principale divergence de vues opposant le Directeur et le professeur Shaw. La valeur du capital-actions a été établie au moyen d'un modèle qui fixe les prix d'après le rapport existant entre le capital et l'actif. L'application de ce modèle se fait en deux temps. On établit d'abord le coût moyen du capital-actions, puis le degré selon lequel la valeur des actions d'une société donnée obéit aux variations d'un indice du cours des actions ou s'en écarte. Les actions dont le cours n'évolue pas dans le sens de l'indice bénéficieront d'un coût inférieur à la moyenne puisque la souscription de ces actions permet de diversifier les portefeuilles.

Pour son étude, le professeur Shaw a utilisé des estimations qui étaient beaucoup plus fortes que celles qu'ont employées les sociétés pour leur prise de décision, comme le montre la preuve documentaire présentée par les deux sociétés et comme le confirme la déposition orale d'Impériale[1]. La preuve documentaire relative aux taux employés par Shell contribue aussi à montrer que les chiffres du professeur Shaw étaient surévalués par rapport à ceux dont les sociétés pétrolières se sont servies pour établir leur politique d'investissement. Le Directeur a fait valoir qu'il importe d'utiliser les taux sur lesquels les sociétés ont basé leurs décisions en matière d'investissement plutôt que des estimations sujettes à l'erreur.

Il faut reconnaître que les taux des sociétés pourraient eux aussi ne pas être exacts. On ne peut déterminer le coût en capital le plus approprié aux investissements sans faire largement appel à son jugement. Si l'on admet que les dirigeants des sociétés aient pu se tromper, il faut aussi admettre que les principaux actionnaires de Gulf et d'Impériale — leurs sociétés mères américaines — connaissaient et approuvaient vraisemblablement les taux utilisés par leurs filiales. Il faut également tenir compte d'un autre facteur. Si les sociétés ont employé un taux trop bas pendant une période aussi longue que celle sur laquelle porte l'étude du professeur Shaw (1958-1973), l'erreur qu'elles ont ainsi commise aurait dû, toutes choses égales d'ailleurs, entraîner une baisse persistante du cours des actions.

Si l'on utilise un coût en capital moins élevé, il faut abaisser la ligne «A» dans la Figure 1 et faire subir une réduction équivalente à la ligne «B». On abaisse ainsi le niveau de gains au-dessus duquel une répercussion partielle ou totale de l'excédent de coûts aurait pu se produire. Lorsque des aménagements, utilisant les taux de chacune des sociétés, furent apportés au modèle du professeur Shaw, le niveau réel des gains obtenu a montré que 73

1. Dans un exposé écrit, la société Gulf a tenté de faire concorder la preuve documentaire portant sur ses taux et les chiffres présentés par la professeur Shaw, mais ses arguments ont été jugés peu convainquants.

p. 100 des présumés surcoûts avaient été répercutés sur les consommateurs pour ce qui est de Gulf, et que 85 p. 100 l'avaient été dans le cas d'Impériale. Lorsqu'on applique à Gulf le taux supérieur utilisé par Impériale, l'ampleur de l'excédent répercuté est ramené à 57 p. 100.

Le Directeur et le professeur Shaw étaient aussi opposés sur un second point, soit dans leur façon d'aborder les coûts prétendument excessifs du pétrole brut et des services de transport. Le Directeur a prétendu que ces surcoûts correspondaient à des bénéfices nets d'impôt reçus par les sociétés mères, puisque celles-ci pouvaient se soustraire à l'obligation de payer des impôts sur ces revenus. Dans une longue explication accompagnant sa réfutation, le Directeur a montré comment on pouvait, à son avis, incorporer cet argument dans le calcul du pourcentage des coûts présumément excessifs qui ont été répercutés sur les consommateurs. La Commission estimant toutefois la question non résolue s'est refusée aux modifications proposées.

Le fait que les gains se situent au-delà de «B» dans la Figure 1 ne corrobore pas nécessairement l'argument du Directeur voulant que les coûts aient été excessivement élevés et aient ainsi donné lieu à une répercussion sur les prix. Dans son étude, le professeur Shaw a présumé qu'il y avait eu surcoûts et que le Directeur en avait apprécié correctement l'importance. Du point de vue de la Figure 1, conclure que les surcoûts étaient moins (plus) élevés que ne l'avait supposé le Directeur aurait pour effet d'élever (d'abaisser) le niveau de «B».

L'application du modèle présente de nombreuses lacunes qui, selon la Commission, en affaiblissent sérieusement l'utilité dans le cadre du présent Rapport. La plus importante de ces lacunes tient au fait que le professeur Shaw ait, par suite d'un manque de précision des données disponibles, combiné les activités d'amont et d'aval, même s'il paraissait acquis que tous les surcoûts avaient eu un impact sur les activités d'aval. Les résultats y perdent beaucoup de netteté puisqu'on ignore ce qu'ils auraient été s'il avait été possible d'étudier les activités d'aval séparément[2]. Cette critique mise à part, il faut reconnaître que la comptabilité applicable au brut et au gaz naturel et celle qui a trait à d'autres types de capital ne sont pas très

2. On pourrait faire observer que le secteur d'amont est concurrentiel et que les revenus qui en proviennent devraient, à long terme, couvrir exactement le coût en capital. (Le coût en capital varie selon qu'il s'agit de l'amont ou de l'aval parce que les risques eux-mêmes varient.) Étant donné la période sur laquelle porte l'étude — relativement courte dans l'optique d'activités d'exploration — l'argument a du bon, si les résultats de l'industrie sont envisagés comme un ensemble. Il est beaucoup moins valable si les chiffres examinés s'appliquent à des firmes individuelles, Impériale par exemple, qui avait déjà obtenu des résultats très avantageux au Canada en 1958.

compatibles lorsqu'il s'agit de prendre en compte les dépenses d'exploration et l'amortissement. L'utilité des résultats en est donc amoindrie même lorsqu'on étudie la situation de façon globale.

Le professeur Shaw a eu tort d'accepter comme hypothèse de travail les estimations du Livre vert en ce qui concerne le présumé caractère excessif des prix demandés. Cette hypothèse fausse les faits, quel que soit le niveau réel des présumés surcoûts. Dans son modèle, le professeur Shaw suppose que tous les présumés surcoûts ont un effet direct sur les comptes des sociétés pétrolières. Cela n'est pas toujours le cas. Prétendre que des présumés surcoûts ont été répercutés sur les consommateurs n'équivaut pas à dire que les sociétés pétrolières ont directement supporté tous les présumés surcoûts et les ont alors répercutés sur les consommateurs. Selon l'analyse qu'en ont faite les sociétés pétrolières, bon nombre des présumés surcoûts supportés par les fournisseurs intégrés étaient attribuables à la majoration des marges bénéficiaires du détail et, seulement dans une certaine mesure, à la hausse des coûts du gros supportés par les sociétés pétrolières. Quelle qu'ait été la cause de cet accroissement des marges bénéficiaires du détail (faiblesse des volumes, diversité des intrants, etc.), ce sont les exploitants des points de vente au détail, et non les sociétés pétrolières, qui ont été appelés à les supporter[3]. Mais ces coûts ne s'inscrivant point dans le cadre du modèle, il n'est donc pas possible d'utiliser celui-ci pour déterminer si les présumés surcoûts ont entraîné une hausse des prix à la consommation. Par ailleurs, les comptes des sociétés pétrolières n'auraient fait intervenir qu'une partie des présumés excédents de coûts associés aux importations, étant donné que ces sociétés ne s'approvisionnaient que partiellement à l'aide de l'importation.

Le modèle se révèle faible sous d'autres aspects. L'un concerne l'hypothèse d'un équilibre de la concurrence à long terme. L'intensité de la concurrence variait selon les régions du pays. Si la position concurrentielle détenue sur le marché permettait d'obtenir dans certaines régions des revenus d'un niveau supérieur à celui attribuable à une situation de concurrence, cela se présenterait comme une répercussion de surcoûts sur les consommateurs. Cette hypothèse ne tient pas davantage compte de l'existence permanente de capacités inutilisées au niveau des circuits de détail et de la production du brut.

Bien que le Livre vert insiste sur le phénomène de la répercussion des présumés surcoûts, il importe de ne pas faire fi des autres problèmes que ces

---

3. On pourrait soutenir que si les prix de détail avaient été moindres, cela aurait permis aux sociétés pétrolières de majorer les prix du gros ou, là où elles étaient propriétaires, ceux du loyer. Que ce raisonnement se tienne ou non, ce n'est pas celui qu'a tenu le professeur Shaw.

surcoûts suscitent lorsqu'ils représentent une mise en oeuvre de ressources additionnelles et non un simple transfert de revenus. Croire qu'un équilibre de la concurrence s'établira à long terme, c'est présumer résolues des questions fort importantes, telle que la rapidité d'adaptation aux besoins changeants des consommateurs.

Outre les faiblesses dont il a déjà été question, le volume de travail qu'exige l'application du modèle et la nécessité de recourir à des hypothèses pour expliquer un certain nombre de points viennent réduire encore un peu plus la fiabilité des résultats obtenus. L'estimation du coût en capital ne représentait que l'une des estimations effectuées et son exactitude pouvait être mise en doute. Établir le niveau des gains qui permettra de couvrir le coût en capital exige des calculs des plus compliqués. En particulier, il s'impose d'estimer ou de calculer le capital-actions qui doit produire le taux de rendement voulu, et l'on imagine facilement les difficultés que peut soulever une telle méthode lorsqu'elle est appliquée aux réserves de brut. Il subsiste encore des points de désaccord entre le Directeur et le professeur Shaw quant à la détermination du taux d'impôt approprié (marginal ou moyen) et quant à l'usage des impôts différés. Bien que certains des problèmes examinés puissent être résolus au prix d'énormes efforts, d'autres résistent à toutes les tentatives de solution.

E

Les critères d'évaluation des prix payés par les sociétés canadiennes pour le brut importé

(Les renseignements, les sources et la méthode utlilisée pour calculer les prix aux tiers présentés aux tableaux 1 à 12 de l'annexe F sont examinés dans la présente annexe.)

1. Les prix nets des filiales étrangères

Plusieurs hypothèses ont été envisagées pour évaluer les prix étrangers nets[1] fob et caf applicables aux groupes Petrofina, Murphy, Irving et Ultramar. En premier lieu, la méthode retenue supposait que la filiale étrangère ne faisait affaire pour la vente ou le transport de brut qu'avec sa société mère canadienne. C'est uniquement de cette façon qu'il a été possible d'établir un lien entre, d'une part, les bénéfices nets et les dividendes de la filiale et, d'autre part, la majoration imposée dans le cas du brut importé au Canada. Lorsque le montant des bénéfices nets était indiqué, il s'est avéré plus fiable parce qu'il correspondait à la marge bénéficiaire d'une année particulière, tandis que le montant des dividendes pouvait inclure le revenu gagné au cours de l'année ou des années précédentes[2].

En deuxième lieu, on a supposé que la marge bénéficiaire annuelle était la même pour tous les bruts importés au cours de l'année visée. Suivant cette hypothèse, la marge avait été la même chaque mois de l'année en question, ce qui signifiait que l'exactitude des calculs applicables à n'importe laquelle des sociétés avait tendance à être inversement proportionnelle au volume croissant de bruts importés et au nombre des relevés (mensuels) de prix par

1. Par convention internationale, tous les prix et tarifs de fret sont indiqués en dollars américains, à moins d'avis contraire.

2. Tous les gains ou pertes extraordinaires de revenu enregistrés par la filiale étrangère, tels que des profits ou pertes attribuables au taux de change ou des profits réalisés grâce au sous-affrètement de navires, etc., lorsqu'ils étaient indiqués de façon distincte, ont été soustraits du montant des bénéfices nets, parce qu'ils n'ont aucun rapport avec la majoration qui s'ajouterait aux prix pratiqués à l'égard des tiers.

année. Ce dernier facteur n'a pas joué au cours des années 1960, car on a signalé avant tout des prix annuels.

En troisième lieu, on a calculé les prix fob étrangers nets en supposant que ni les taux de fret ni les frais de transport n'avaient été majorés. En d'autres termes, la majoration imposée par la filiale étrangère à sa société mère et cliente canadienne représentait une majoration des prix fob applicables aux tiers seulement. Dans la mesure où les frais de transport étaient aussi sujets à majoration, les estimations relatives aux prix fob étrangers nets sont trop modestes, ce qui entraîne une exagération de tout écart observé entre les prix aux tiers et les prix de cession concernant des transactions entre sociétés mères et filiales. Ainsi, on peut se fier davantage aux comparaisons concernant les prix caf étrangers qu'à celles qui ont trait aux prix fob étrangers, sauf lorsque des éléments de preuve permettaient de déterminer avec exactitude que les prix fob étrangers applicables aux tiers étaient effectivement payés (c'est-à-dire Ultramar et Murphy).

Il a été enfin supposé que le prix payé par la filiale étrangère ne comportait pas, de surcroît, une majoration du prix aux tiers payé à l'origine par la société mère multinationale. Le cas échéant, ces calculs ne tiendraient pas compte des prix les plus bas offerts aux sociétés pétrolières non intégrées faisant l'objet de la présente étude.

(a) Le groupe Petrofina

Les prix aux tiers ont été calculés, dans le cas de Petrofina Canada Limited, pour les bruts suivants:

(a) Brut Lagomedio/MarLago (1960 à 1973)
(b) Brut du Koweït 31° API (1960 et 1979)
(c) Brut iranien lourd 31° API (1961, 1969, 1970 et 1973 à 1976)
(d) Brut saoudien moyen 31° API (1974 et 1981)
(e) Brut Agha Jari/iranien léger (1960, 1970 à 1977 et 1979)
(f) Brut saoudien léger (1970, 1974 à 1976 et 1981 à 1982)
(g) Bruts vénézuéliens légers divers, tels que le Lama 32° API (1960 à 1962), le Tia Juana léger 31° API (1961 et 1965 à 1968), le Lago Treco 30° API (1969 à 1970 et 1981 à 1982)
(h) Brut nigérien moyen 27° API (1972) et le brut Forcados Export Blend 31° API (1974) et
(i) Brut de Trinidad 30° API (1972)[3].

3. Des données semblables avaient également été publiées, pour diverses années comprises entre 1960 et 1982, sur les prix de certains des bruts non mentionnés dans les tableaux 1 à 12 de l'annexe F. Il s'agissait des bruts suivants: Bachaquero, Tobias, libyen léger, Basrah, Murban, Qatar, Zakum, Safaniya (saoudien lourd), Arzew, Berrie (saoudien extra-léger), Isthmus, Kirkuk, Maya et Rumaila. Dans la présente annexe et dans les tableaux 5, 6 et 12 de l'annexe F, les données relatives aux prix du brut Mar Lago de Petrofina figurent aussi sous le nom Lagomedio/Lagomar.

Les données visant la période de 1960 à 1974 (voir la pièce I-16H) correspondaient aux prix d'achat ou d'importation canadiens majorés payés par Petrofina Canada plutôt qu'aux prix aux tiers effectivement payés par sa société mère, Petrofina S.A. (Belgique). Le brut que la Petrofina S.A. se procurait auprès d'un tiers était expédié au Canada par l'intermédiaire de Pannac Limited (des Bahamas), filiale en propriété exclusive de Petrofina Canada[4].

Le tableau 1 de l'annexe E présente une répartition des revenus de Pannac Limited et les ratios dividendes/bénéfices nets par baril pour la période de 1960 à 1975[5]. L'écart entre les dividendes et les bénéfices nets par baril demeurait assez mince, le plus considérable s'élevant à 0,66 $ en 1967. (Il a été impossible d'obtenir les montants des bénéfices nets pour la période de 1960 à 1965.) Toutefois, la ventilation des revenus révèle que les ventes à Petrofina Canada n'ont représenté qu'entre 46 p. 100 et 57 p. 100 des bénéfices bruts de Pannac Limited de 1966 à 1972. Ce n'est qu'en 1974 et en 1975 que ces pourcentages sont passés à 81 p. 100 et à 92 p. 100 respectivement. On pourrait donc croire que les montants des dividendes (ou des bénéfices nets) par baril de Pannac Limited, fondés sur les ventes à l'échelle mondiale, ne pouvaient servir au calcul des prix étrangers ou aux tiers du brut expédié à Petrofina Canada. Toutefois, d'autres éléments de preuve montrent qu'il n'en est pas ainsi.

D'après la pièce I-355 (intercalaire 1), le groupe Petrofina aurait recours à Pannac Limited en vue de réaliser des transactions de vente, d'échange, de traitement, etc. de brut et de produits pétroliers à l'échelle mondiale. Selon la pièce I-355, Petrofina S.A. a obtenu un rabais considérable sur le prix du brut affiché, mais a fait payer à Pannac Limited un prix gonflé (c'est-à-dire majoré) pour du brut Lagomedio que Pannac Limited a ensuite revendu à Petrofina Canada pour le même prix. Bien que Pannac Limited n'ait tiré aucun profit de cette transaction, elle a réalisé des profits grâce à d'autres activités qu'elle mène à l'échelle mondiale. Le montant des dividendes exonérés d'impôt qu'elle a remis à Petrofina Canada, sa société mère, a été fixé à un niveau qui représentait le profit ou la marge bénéficiaire réalisé par Petrofina S.A. sur le brut expédié au Canada.

Les renseignements suivants sur les prix étrangers de Petrofina Canada pour la période de 1966 à 1970 étayaient ceux que renfermait la pièce I-355.

---

4. Pannac Limited, constituée en société au mois de décembre 1959, était également chargée du transport du brut vers l'Europe et de diverses autres activités. Voir la transcription, vol. 155, p. 28217.

5. Le tableau 1 de l'annexe E comporte également des données couvrant la période 1970 à 1975 sur «l'écart de taux Pannac» qui sont reprises dans la pièce I-324, aux intercalaires 1 et 9. Les témoins de Petrofina n'ont pu apporter d'explications sur ces données.

TABLEAU E-1

Données financières concernant la société Pannac Limited, de 1960 à 1975

	(Millions de dollars US)					(Barils)	(Cents US le baril)		
	Pannac Limited						Pannac Limited		
		Recettes[b] provenant de		Dividendes versés par Pannac à Petrofina[c]	Profit ou revenu net de Pannac Limited[a]	Brut importé par Petrofina Canada[d]			
Année	Revenu brut[a]	Petrofina Canada	Autres sources				Dividendes par baril	Revenu net par baril[e]	Écart de taux par baril[f]
1960	n.d.			1,405	n.d.	9 659 210	14,6	n.d.	n.d.
1961	n.d.			9,135	n.d.	10 256 083	89,1	n.d.	n.d.
1962	n.d.			8,200	n.d.	10 626 647	77,2	n.d.	n.d.
1963	n.d.			8,550	n.d.	12 150 352	70,4	n.d.	n.d.
1964	n.d.			9,200	n.d.	11 597 994	79,3	n.d.	n.d.
1965	n.d.			9,750	n.d.	12 275 683	79,4	n.d.	n.d.
1966	84,726	38,752	45,974	11,300	11,627	13 359 667	84,6	87,0	n.d.
1967	82,319	40,500	41,819	8,850	8,061	15 738 985	56,2	51,2 (49,6)	n.d.
1968	95,550	45,095	50,455	9,200	9,619	17 668 969	52,1	54,4	n.d.
1969	96,384	48,938	47,446	10,730	10,973	19 243 365	55,8	57,0	n.d.
1970	98,110	53,659	44,451	12,200	11,928	20 853 415	58,5	57,2	18,6
1971	102,953	65,016	37,937	12,762	13,003	21 480 614	59,4	60,5	34,3
1972	122,788	70,113	52,675	14,100	14,606	21 143 699	66,7	69,1	40,3
1973	n.d.	92,886	n.d.	20,200	20,501	22 141 057	91,7	92,6	55,6
1974	226,085	182,755	43,330	9,900	8,852	16 405 365	60,3	54,0	56,1
1975	324,365	298,013	26,352	7,500	6,709	24 471 067	30,6	27,4	30,0

Notes et références:

(a) En ce qui concerne le revenu brut d'exploitation et les profits ou le revenu net, voir les tableaux 2 à 8 des documents I-324 et I-326 (pour 1973).

(b) En ce qui concerne les recettes que Pannac tirait de Petrofina Canada, voir le document I-16H. Ces recettes ont été calculées en multipliant le prix fixé ou la valeur caf de chaque brut (converti en dollars US) par le volume importé et en additionnant les bruts importés par année. Pour 1975, voir les données de l'Office des indemnisations pétrolières qui figurent dans le document I-126; on a utilisé des chiffres sur le volume chargé pour maximiser les données sur les recettes.

(c) En ce qui concerne les dividendes versés à Petrofina Canada, voir le tableau 1 des documents I-324 et I-326 (pour 1975).

(d) En ce qui concerne le nombre de barils de brut importés par Petrofina Canada, voir le document I-16H pour 1960 à 1974 et le document I-216 pour 1975.

(e) Les chiffres de «l'écart de taux de Pannac» pour 1970 à 1975 apparaissent au tableau 1 du document I-324, numéro d'ordre 195215 et au tableau 9, numéro d'ordre 194947.

(f) Les données sur le revenu net par baril pour 1967 figurent entre parenthèses et tiennent compte d'un rajustement visant à déduire du revenu net un profit attribuable au cours du change. Voir le tableau 2 du document I-324.

Une diminution parallèle a été observée à l'égard des prix à la livraison (0,33 $) ou des prix fob (0,31 $) par baril de Petrofina Canada et du bénéfice net par baril (0,36 $) ou du dividende par baril (0,28 $) de Pannac Limited, de 1966 à 1967. Cette baisse des prix, des dividendes ou des bénéfices nets relevée en 1967 tenait apparemment au fait que le ministère du Revenu avait adopté en 1967 la formule du prix affiché moins 12 p. 100 pour déterminer la juste valeur marchande des importations de brut.

Dans une note de service interne datée du 15 décembre 1968[6] et portant sur les coûts concurrentiels du brut pour 1967 en 1968, Impériale annonçait avoir été informée par sa société mère que Petrofina avait rejeté son offre d'approvisionnement en T.J. moyen (26° API) de 1,60 $ fob le baril. L'offre retenue aurait varié entre 1,58 $ et 1,59 $ le baril. Le prix équivalent du brut Lagomedio (32° API) s'élevait probablement à environ 1,70 $. (Les 12 cents de différence correspondent au rajustement habituel de 2 cents par degré API effectué dans le cas des bruts de 26° à 32° API.) Les prix fob étrangers dérivés du brut Lagomedio importé par Petrofina Canada de 1967 à 1969 étaient de 1,68 $, 1,71 $ et 1,68 $ respectivement. Ces prix dérivés confirment l'information fournie par Impériale sur les prix aux tiers accordés au groupe Petrofina, si l'on songe que les conditions de crédit favorables accordées à Petrofina équivalaient, selon Impériale, à 0,04 $ le baril[7]. Dans une note de service datée du 7 février 1969[8], Impériale annonçait qu'un examen des frais d'approvisionnement d'un concurrent particulier avait révélé que Petrofina et Ultramar bénéficiaient d'un avantage de plus de 0,30 $ par baril. Comme le prix d'Impériale pour le brut Ceuta 32° API était de 1,98 $ le baril, en 1969 le prix comparatif de Petrofina pour le brut Lagomedio 32° API aurait donc été d'environ 1,68 $. Tel qu'il est indiqué ci-dessus, les prix étrangers dérivés du brut Lagomedio de Petrofina pour 1968 et 1969 étaient de 1,71 $ et 1,68 $ le baril. Cet écart de 0,30 $ le baril pour 1969 a également été mentionné dans l'étude sur l'Est canadien qu'a effectuée Impériale en septembre 1970, étude selon laquelle l'écart en question avait été ramené à 0,20 $ au début de 1970[9]. Lorsqu'il est réduit de 0,20 $, le prix inférieur de 1,88 $ d'Impériale pour le brut Ceuta 32° API — entré en vigueur en avril 1970 — a donné un prix aux tiers comparatif de 1,68 $, à peine un peu plus élevé que le prix étranger dérivé de 1,65 $ de Petrofina en 1970.

---

6. Voir la pièce I-70, p. 113255.
7. *Ibid.*, pp. 113244 et 113273 à 113274.
8. Voir la pièce I-56, p. 123685.
9. Voir la pièce I-68, pp. 106593 et 106946.

En conséquence, d'après les éléments de preuve évoqués ci-dessus, on pourrait établir des estimations exactes des prix aux tiers payés à l'origine par Petrofina S.A. en déduisant le montant du dividende par baril réalisé par Pannac Limited des prix d'achat canadiens signalés par Petrofina Canada (voir la pièce I-16H). Le tableau 2 de l'annexe E fournit un exemple de calcul des prix caf et fob du brut Lagomedio pour la période de 1960 à 1973. C'est essentiellement aux prix dérivés de 1961 à 1970 qu'il faut se fier, parce que le brut Lagomedio a représenté la majeure partie du brut livré à Petrofina Canada au cours de ces années et parce que les éléments de preuve évoqués ci-dessus viennent étayer les niveaux des prix étrangers de Petrofina entre 1966 et 1970.

En décembre 1974, des représentants de Petrofina Canada ont fait savoir que les responsables de l'Office des indemnisations pétrolières (OIP)[10], songeaient à obliger Petrofina Canada à modifier sa pratique consistant à déclarer les prix fob que faisait payer Petrofina S.A. à Pannac Limited, plutôt que les prix imposés par Pannac à Petrofina Canada. La Commission ignore si Petrofina Canada a modifié sa méthode de relevés statistiques en 1974-1975[11]. Toutefois, les prix de l'OIP pour ces deux années, après soustraction du dividende par baril de Pannac, sont comparables à d'autres prix aux tiers. Les montants étrangers nets calculés à partir des données sur les prix annuels de 1974 relevées dans la pièce I-16H ne correspondaient pas aux données mensuelles de l'OIP pour 1974, même déduction faite du dividende par baril de Pannac. Il semble donc que l'on pourrait mettre en doute l'utilité de l'information présentée dans la pièce I-16H.

Il n'a été possible d'identifier les coûts de fret réels qu'en ce qui concerne l'année 1967. Selon la pièce M-529 (intercalaire 1, p. 201998), un représentant de Petrofina Canada aurait déclaré que les frais de transport supportés par la société entre Punta del Palmas, au Venezuela, et Portland étaient de 0,19 $ ou le taux Intascale[12] moins 42 p. 100[13]. Toutefois, les coûts de fret facturés par Pannac à Petrofina Canada s'élevaient, selon cette dernière, à 0,31 $ (voir la pièce I-16H). En 1967 par conséquent, il y avait un écart considérable entre les taux de fret payés par le groupe Petrofina à l'égard des tiers et ceux que Petrofina Canada déclarait avoir payés. Cependant, en ce

10. A cette époque, la mise en oeuvre du Programme d'indemnisation des importations pétrolières incombait à l'Office de répartition des approvisionnements d'énergie. Au cours de la majeure partie de la période qui a suivi, c'est l'Office des indemnisations pétrolières qui a été chargé de cette mise en oeuvre. Voir la pièce I-324, intercalaire 8, p. 194880.
11. Les témoins de Petrofina ont laissé entendre qu'il y avait peu de différence entre les deux séries de prix, étant donné la situation relative au cours du brut à cette époque. Voir la transcription, vol. 155, p. 28262.
12. Voir l'explication relative à Intascale à la section 4(a) ci-dessous.
13. Dans son rapport annuel de décembre 1965, Petrofina Canada a annoncé qu'en 1966, elle prévoyait commencer à utiliser des navires de 60 000 tonneaux.

TABLEAU E-2

Estimation des prix off-shore nets aux tiers pour du brut Lagomedio[a] (32,0 à 32,9° API), consentis par le groupe Petrofina, de 1960 à 1972 (dollars US par baril)

	Prix d'achat canadien			Pannac Limited[b]			Prix off-shore nets (32,0 à 32,9°)					
							caf			fob		
Année	API	caf	fob	Dividendes par baril	Revenu net par baril	Écart de taux	(1)–(3)	(1)–(4)	(1)–(5)	(2)–(3)	(2)–(4)	(2)–(5)
1960	33,5	2,908	2,609	0,146	n.d.	n.d.	2,742	n.d.	n.d.	2,443	n.d.	n.d.
1961	33,6	2,973	2,607	0,891	n.d.	n.d.	2,062	n.d.	n.d.	1,696	n.d.	n.d.
1962	33,3	2,966	2,601	0,772	n.d.	n.d.	2,174	n.d.	n.d.	1,809	n.d.	n.d.
1963	33,3	2,920	2,559	0,704	n.d.	n.d.	2,196	n.d.	n.d.	1,834	n.d.	n.d.
1964	33,0	2,920	2,549	0,793	n.d.	n.d.	2,107	n.d.	n.d.	1,736	n.d.	n.d.
1965	33,1	2,921	2,560	0,794	n.d.	n.d.	2,107	n.d.	n.d.	1,746	n.d.	n.d.
1966	33,3	2,914	2,571	0,846	0,870	n.d.	2,048	2,024	n.d.	1,681	1,681	n.d.
1967	33,1	2,586	2,262	0,562	0,512	n.d.	2,004	2,054	n.d.	1,680	1,730	n.d.
					(0,496)			(2,070)			(1,746)	
1968	32,9	2,552	2,227	0,521	0,544	n.d.	2,013	2,008	n.d.	1,706	1,683	n.d.
1969	32,8	2,544	2,238	0,558	0,570	n.d.	1,97	1,974	n.d.	1,680	1,668	n.d.
1970	32,8	2,548	2,232	0,585	0,572	0,186	1,947	1,976	2,362	1,647	1,660	2,026
1971	32,5	2,990	2,278	0,594	0,605	0,343	2,386	2,385	2,647	1,684	1,672	1,934
	26,7	2,604*	2,278*				2,116*	2,119	2,381	1,790*	1,792	2,054
1972	26,7	3,897*	2,523*	0,667	0,691	0,403	2,336*	2,326	2,614	1,962*	1,952	2,240
1973	26,8	7,408*	6,699*	0,912	0,926	0,556	6,600*	6,602	6,972	5,891*	5,893	6,263
Colonne		(1)	(2)	(3)	(4)	(5)	(6)	(7)	(8)	(9)	(10)	(11)

Notes et références:

(a) Les prix d'achat ou d'importation au Canada payés par Petrofina Canada pour du Lagomedio sont tirés du document I-16H. Les chiffres accompagnés d'un *astérisque* désignent du MarLago 26,7° API pour 1971-1972 et 26,8° API pour 1973, chiffres qui ont été rajustés à 32° API. Les prix du Lagomedio ont aussi été normalisés à 32° API.

(b) Les chiffres correspondant aux dividendes, au revenu net et à l'écart de taux par baril proviennent du tableau A.

qui concerne l'exactitude des prix étrangers du brut Lagomedio pour la période de 1966 à 1970, l'élément de preuve cité ci-dessus révèle que le calcul des prix fob de ce type de brut — calcul fondé sur une déduction du dividende par baril obtenu de Pannac — n'a pas été faussé.

Outre les estimations des prix étrangers du brut Lagomedio et des autres bruts énumérés ci-dessus pour la période de 1960 à 1975, des données sur des prix fob, des taux de fret et des prix caf communiqués à l'OIP ont pu être examinées[14]. Étant donné que le nom de la société Pannac Limited a figuré sur les fiches de renseignement de l'OIP jusqu'en 1979, il semble que les activités de vente des sociétés étrangères se soient poursuivies jusqu'à 1978 inclusivement. Les témoins de Petrofina Canada ne pouvaient décrire avec certitude les répercussions de ces activités sur les prix de Petrofina Canada. Selon les termes de son contrat d'approvisionnement avec Pannac Limited, Petrofina Canada devait verser — du 1er juillet 1973 au mois de décembre 1978 — le plus élevé des deux montants suivants: a) le prix affiché ou b) les coûts de son fournisseur, plus 2 p. 100. Il était donc possible que Pannac majore, pour frais de gestion, de 2 p. 100 les prix aux tiers qu'elle payait ou les prix de transfert que Petrofina S.A. exigeait d'elle[15].

En résumé, les prix étrangers nets du groupe Petrofina auxquels la Commission s'est essentiellement fiée dans le cadre de son enquête étaient les prix du brut Lagomedio de 1961 à 1970 (voir les tableaux 5, 6 et 12 de l'annexe F)[16]. L'exactitude des estimations relatives au brut Lagomedio pour 1960, au brut MarLago de 1971 à 1973, et à d'autres types de bruts de 1960 à 1970 pourrait être jugée moins fiable non seulement parce que ces estimations étaient fondées sur des données comportant un grand nombre de types de brut, mais aussi parce qu'elles englobaient des types de brut provenant tant du Venezuela que du Moyen-Orient. Étant donné que les taux de fret du brut du Moyen-Orient représentaient un pourcentage plus élevé du prix total à la livraison à Portland que ceux du brut vénézuélien, toute majoration d'ensemble calculée d'après les dividendes — qui servirait à déterminer les prix étrangers nets réduits dans de telles circonstances — donnerait des prix caf et fob faussés à la baisse dans le cas du brut vénézuélien et des prix faussés à la hausse dans le cas du brut du Moyen-Orient. (Comme un prix relativement élevé a été établi dans le cas du brut Lagomedio en 1960, il a aussi été inclus dans les tableaux présentés dans le

14. Voir la pièce I-126 pour 1974 et 1979 et la pièce I-114 (confidentielle) pour la période de 1980 à 1982 (mai).
15. Voir la pièce I-324, intercalaire 11.
16. Les prix calculés de 1961 à 1970 pour d'autres bruts vénézuéliens tels que le brut Lama, le T.J. léger et le MarLago doivent être considérés seulement un peu moins exacts que ceux du brut Lagomedio.

Rapport.) De 1971 à 1975, les importations du Venezuela ont été si peu élevées que les estimations des prix étrangers nets du brut du Moyen-Orient pour cette période ont été moins sujettes à cette distortion. Toutefois, de 1971 à 1973 le nombre plus élevé de fluctuations de prix relevées pour une année a rendu les comparaisons difficiles entre les données sur les prix annuels moyens de Petrofina et les prix mensuels affichés par d'autres sociétés. Pour la période de 1974 à 1982, des prix mensuels ont été extraits des documents présentés à l'OIP par Petrofina. Les prix de l'OIP de 1974 à 1975 doivent être rajustés au moyen d'une déduction du dividende par baril de Pannac Limited en vue d'obtenir les prix étrangers applicables aux tiers. De 1976 à 1978 des frais de gestion de 2 p. 100 doivent être déduits lorsque les prix de l'OIP excèdent le prix affiché ou le prix officiel fixé par l'État.

(b) Le groupe Murphy Oil

Les prix aux tiers dans le cas des sociétés du groupe Murphy Oil[17] ont été examinés pour les bruts suivants:

(a) Brut iranien léger (1965 à 1974 et 1976 à 1977)

(b) Brut Lagomedio et brut Lot 17 vénézuélien léger (1970)

(c) Brut nigérien Forcados Export Blend (1973)[18].

Trois séries de prix aux tiers figurent dans les tableaux 3 et 4 de l'annexe F en ce qui concerne le brut iranien léger du groupe Murphy Oil. La première série de prix correspondait aux prix relevés dans les marchés conclus avec le groupe BP de 1965 à 1973. Une autre série de prix était fondée sur les prix fob de BP et d'Esso International et sur les frais de transport aux tiers payés par Murphy de 1968 à 1970. La troisième série de prix renvoyait à des prix étrangers nets calculés à partir des prix d'achat canadiens qu'aurait payés Murphy Oil Quebec Limited (rebaptisée Spur Oil Limited en 1976), prix dont on a soustrait soit le dividende par baril, soit le

17. Murphy Oil Corporation (d'Eldorado, dans l'Arkansas) est la société mère du groupe de sociétés Murphy Oil. Murphy Oil Trading Company (du Delaware) était une filiale en propriété exclusive qui s'occupait de la vente de brut. Murphy Oil Company Limited (de Calgary) était la propriété à 78 p. 100 de la société mère qui, quant à elle, était propriétaire à 100 p. 100 de Murphy Oil Quebec Limited (rebaptisée Spur Oil Limited en janvier 1976) et de Tepwin Company Limited (des Bermudes). Après la création de Tepwin, Murphy Oil Trading a été scindée en deux sociétés, soit Murphy Oil (Western) Trading Company et Murphy Oil (Eastern) Trading Company; ces deux sociétés ont été chargées respectivement de la vente du brut aux États-Unis et en Europe.

18. Des données semblables sur les prix existent également pour diverses années entre 1970 et 1975 en ce qui concerne des bruts non mentionnés dans les tableaux 1 à 12 de l'annexe F. Il s'agit des bruts Sassan, Zakum, Safaniya et Murban. Voir la pièce I-375D.

profit net par baril enregistré de 1970 à 1975 par la filiale étrangère chargée de la vente du brut, c'est-à-dire Tepwin Company Limited. Les tableaux 5, 6 et 9 de l'annexe F comportent des données semblables en ce qui concerne le brut Lagomedio et le Lot 17, un brut vénézuélien léger, ainsi que le brut nigérien Forcados Blend, pour février et mars 1970 et novembre 1973 respectivement.

(i) Les prix contractuels aux tiers de BP et Esso International

Aux termes d'un contrat de cinq ans allant du 1er mai 1965 au mois d'avril 1970[19], Murphy Oil Quebec Limited a tout d'abord acheté du brut iranien léger de BP Canada Limited, à un prix caf en vigueur à Montréal. (Le brut était traité à Montréal dans la raffinerie de BP conformément à une entente de traitement de cinq ans qui comportait une clause de tacite reconduction prévoyant une prolongation pouvant aller jusqu'au 30 avril 1979.) Aux termes de ces ententes sur la vente et le traitement du brut, Murphy avait le choix d'avoir recours à son propre brut du Moyen-Orient (c'est-à-dire du brut Sassan ou iranien léger étranger ou à tout brut échangé contre son propre brut). Murphy pouvait également choisir soit de transporter ce brut dans ses propres pétroliers, soit de charger le groupe BP de le faire au taux Intascale moins 45 p. 100. Le prix livré initial à Montréal était de 2,1425 $, soit 2,11 $[20] plus des droits de port et de quai de 0,0325 $ (0,035 $ canadiens) devant être payés à Montréal. La composante fob de 1,35 $ était valable jusqu'au 30 avril 1968. Une entente provisoire signée le 3 mai 1968[21] permettait à Murphy d'acheter, entre le 1er juin et le 31 octobre 1968, une quantité prédéterminée de brut iranien léger à un prix fob de 1,33 $, à condition que son propre brut Sassan ne soit pas encore prêt à être expédié au Canada. Le 23 octobre 1968 ce nouveau prix a été officialisé au moyen d'une modification apportée au contrat original de cinq ans[22]. A compter du 1er décembre 1967, les prix caf et fob à Montréal ont été ramenés à 2,09 $ (ou 2,1225 $ avec les droits de port) et à 1,33 $ respectivement.

En attendant de pouvoir transporter le brut du groupe Murphy Oil vers le Canada, Murphy Oil Trading Company (du Delaware) a conclu le 28 mars 1968 un contrat d'affrètement avec Associated Bulk Carriers Ltd. (des Bermudes), société faisant partie du groupe Esso International. Ce contrat, qui visait la période du 1er juillet 1968 au 30 décembre 1970[23], prévoyait le

19. Voir la pièce I-289, intercalaires 7 et 8.
20. Le prix de 2,11 $ englobait le coût de l'assurance et la freinte.
21. Voir le Livre I des pièces, intercalaire 15, affaire *Spur Oil Ltd. c. la Reine*, 81 DTC 5168 (Cour fédérale, Division de première instance).
22. *Ibid.*, Livre I des pièces, intercalaire 22.
23. *Ibid.*, Livre I des pièces, intercalaire 12.

transport de brut par pétroliers de 35 000 à 65 000 tonneaux jusqu'à Portland au taux Intascale moins 62,5 p. 100 à partir du golfe Persique[24], et au taux Intascale moins 57,5 p. 100 à partir de l'Afrique du Nord. Le 2 août 1968[25] Murphy Oil Trading a convenu de fournir à Murphy Oil Quebec du brut iranien léger ou des bruts de remplacement convenables à un prix caf à Portland de 1,9876 $[26] (plus toute augmentation subséquente au titre du prélèvement de l'État d'origine) pendant la période comprise entre le 1er août 1968 et le 30 avril 1973. De plus, Murphy Oil Trading devait payer la freinte, l'assurance, les droits de port et de quai, ainsi que toutes pénalités appliquées aux termes des clauses de l'entente en matière de traitement conclue avec BP[27].

Il est difficile d'établir à quel moment précis les envois directs de brut par pétrolier à destination de Montréal ont été remplacés par des envois acheminés par le pipeline de Portland. À des fins de comparaison, on a établi un prix caf équivalent à Portland en déduisant les tarifs de terminal (c'est-à-dire les droits de port et de quai) et de pipeline[28] des prix caf à Montréal de 2,1425 $ et de 2,1225 $ pratiqués par BP, prix qui furent respectivement en vigueur jusqu'au 1er décembre 1967 et, par la suite, jusqu'au 30 avril 1970 (voir le tableau 4 de l'annexe F). Il était également difficile de savoir si BP avait effectivement vendu du brut à Murphy à un prix caf entre le 1er juillet 1968 et avril 1970[29]. Étant donné que le coût du transport imparti à Murphy dans son contrat d'affrètement, soit le taux Intascale moins 62,5 p. 100 ou 0,499 $ en 1968 et 0,574 $ en 1969-70[30], était moins élevé que le taux de fret implicite de 0,681 $ prévu dans le contrat caf BP (et l'option de transport du contrat au taux Intascale moins 45 p. 100), la société Murphy avait intérêt à transporter le brut elle-même. Les volumes de brut importé par Murphy en 1969-1970 correspondaient en outre de près à la capacité des pétroliers prévue dans son contrat d'affrètement. De plus, une pièce établie dans le cadre de la contestation d'un avis de nouvelle cotisation d'impôt adressée à

---

24. Les ports de chargement mentionnés étaient l'île de Kharg et l'île de Lavan dans le cas du brut iranien léger et du brut Sassan étranger léger respectivement.
25. Voir la pièce I-302.
26. Ce prix était inférieur au prix caf à Portland à 2,02 $ offert par BP. Ce prix a été dérivé du prix caf 2,1225 $ à Montréal en soustrayant les frais de pipeline tirés de la pièce I-161.
27. Ce contrat a été remplacé par le contrat Tepwin daté du 1er février 1970. Voir la pièce I-375D, article 8.
28. Voir la pièce I-161.
29. D'après *op.cit.*, *Spur Oil Ltd. c. la Reine*, Livre I des pièces, intercalaire 21.2, Murphy Oil aurait accepté à la demande de BP un envoi de brut iranien léger au prix caf de 2,13 $ à Montréal en septembre 1968.
30. Les frais de transport de 0,499 $ pour 1968 sont fondés sur le taux fixe Intascale, Ras Tanura (voir la section 4(b)). Le chiffre de 0,574 $ est tiré de *ibid.*, livre III des pièces, intercalaire 178.

Murphy Oil[31] précise que les prix fob du brut iranien léger ont été de 1,32, 1,33, 1,31 $ d'avril à juillet 1969, et de 1,27 $[32] d'août 1969 au 7 mars 1970. Les taux de fret indiqués sont constants à 0,574 ou 0,575 $. Cet élément de preuve ainsi que les déclarations des témoins de Murphy Oil révèlent que Murphy a acheté à un prix fob du brut de BP Trading jusqu'en juillet 1969 et, ensuite, du groupe Esso International d'août 1969 à 1970 en l'échangeant probablement contre son brut Sassan[33]. Murphy Oil comptait sur le brut iranien léger parce que son brut Sassan avait été jugé inacceptable par BP Canada après que quelques envois eurent été importés à la fin de 1968 et au début de 1969.

Plusieurs sociétés productrices de pétrole avaient fait des offres à Murphy en 1969 et 1970[34]. Esso International avait offert d'acheter 7 000 barils par jour du brut Sassan de Murphy à 1,22 $ fob, à condition que Murphy achète 14 000 barils par jour de son brut iranien léger à 1,27 $ fob entre les mois de juin et novembre 1969. BP avait tout d'abord offert à Murphy de lui vendre du brut iranien léger à 1,27 $ fob au mois d'avril 1970. A la même époque, Shell avait proposé d'acheter du brut iranien léger au prix de 1,97 $ caf à Portland (ou du brut libyen Es Sider à 2,10 $) entre janvier 1971 et le 30 juin 1973. En mai 1970, BP avait proposé les prix caf à Portland suivants: 2,09 $ du 1er janvier 1971 au 30 juin 1971; 2,05 $ du 1er juillet 1971 au 30 juin 1972 et 2,07 $ du 1er juillet 1972 au 30 avril 1973, ainsi qu'un prix renégociable pour la période comprise entre le 1er mai 1973 et 1976. En juin 1970, Shell (par l'intermédiaire de Asiatic Petroleum) se disait prête à vendre du brut Abu Dhabi (Murban, de 39,0 à 39,9° API) pour 1,45 $ fob à Jebel Dhanna ou 2,10 $ caf à Portland de juillet 1970 à décembre 1976.

A la suite de ces négociations entre BP et Murphy, une entente a été conclue le 4 juin 1970 fixant à 1,246 $ le «prix courant fob aux tiers» pour le brut iranien léger. Les négociations n'ont été confirmées de façon définitive que le 17 septembre 1971, date à laquelle une entente visant la période du 1er janvier 1971 au 31 décembre 1975[35] a été signée. Le prix fob devait être le «prix courant négocié» en date du 4 juin 1970 plus toutes augmentations subséquentes au titre du prélèvement de l'État d'origine rapportées pour le

31. *Ibid.*, Livre III des pièces, intercalaire 178.
32. Il y avait aussi un prix unique de 1,28 $ en novembre 1969.
33. Voir la transcription, vol. 102, pp. 19206 et 19207.
34. *Ibid.*, Livre I des pièces, intercalaires 28, 65, 68 et 71.
35. Voir la pièce I-375A. Cette période a par la suite été prolongée jusqu'au 31 décembre 1976. L'entente en matière de traitement avait également été prolongée le 6 avril 1971 jusqu'au 30 avril 1973. Il était indiqué dans le rapport annuel du 31 décembre 1971 de Murphy Oil Company (Calgary) que cette entente avait été prolongée de trois ans, soit jusqu'en avril 1976. Dans le rapport annuel de 1973, il était indiqué qu'une prolongation allant jusqu'à avril 1978 entrait en vigueur le 1er mai 1974.

brut de Zakum tandis que le taux de fret avait été fixé à 0,812 $ (ou le Wordscale 65 courant) jusqu'au 30 avril 1973[36] et, par la suite, au taux Worldscale 65 de mai 1973[37]. Le contrat confirmait en outre que Murphy s'était déjà prévalue, en novembre 1970, de son droit de demander la permission d'extraire 625 860 barils supplémentaires de brut par année selon la formule de prix du 4 juin 1970; le contrat stipulait par contre que le taux de fret des 625 860 premiers barils extraits entre le 1er mai de 1971 et le 30 avril 1972 (et au cours de la même période pour 1972-1973) serait de 100 suivant le barème Worldscale ou de 1,249 $ par baril afin de tenir compte de l'augmentation des frais de transport survenue à la fin de 1970[38]. Il est à noter qu'aux termes de ce nouveau contrat, le brut iranien léger a été presque complètement remplacé après le début de 1972 par d'autres bruts plus conformes aux exigences relatives à la teneur en soufre de la ville de Montréal ainsi qu'au mélange de produits d'extraction souhaité par Murphy Oil. Le brut a été livré par le groupe BP à un prix c et f (c'est-à-dire assurance non comprise) à Portland.

Quant aux prix fob du contrat de BP valables de 1971 à avril 1973 et figurant au tableau 3 de l'annexe F, le «prix courant fob négocié» du 4 juin 1970 de l'iranien léger a été rajusté pour tenir compte des hausses du prélèvement de l'État d'origine pour le brut Zakum[39]. Pour obtenir les prix caf à Portland correspondants qui apparaissent au tableau 4 de l'annexe F, on a ajouté le taux de fret de 0,812 $ plus toute augmentation des droits de port (0,016 $ le 1er octobre 1972) et prévu 1 p. 100 du prix c et f pour les frais d'assurance[40]. Le calcul pour la période du 1er mai 1973 à 1976 n'a pas été possible en raison de l'absence de tout document portant sur les prix fob et les taux de fret négociés entre les groupes Murphy et BP pour cette période.

---

36. La composante fret maritime pourrait être augmentée en fonction des augmentations de droits de port à Portland ou aux ports de chargement. Une augmentation de 0,016 $ en droits de port entrée en vigueur le 10 janvier 1972 a été signalée dans *op.cit.*, *Spur Oil Ltd. c. la Reine*, Livre III des pièces, intercalaire 191.
37. Voir la section 4(a) ci-dessous pour l'explication du terme Worldscale.
38. Comme le brut Zakum avait été importé avant que ne le soit le brut iranien léger en 1971 et 1972, le taux Worldscale 100 n'était applicable qu'à un volume négligeable de brut iranien léger (c'est-à-dire de juin à août 1971). Ces prix Worldscale 100 reflètent les taux d'affrètement au jour le jour considérés comme temporaires (c'est-à-dire en vigueur seulement jusqu'au 30 avril 1973) car le taux Worldscale 65 devait être en vigueur jusqu'à la fin de 1975.
39. Les hausses du prélèvement de l'État d'origine sur le brut Zakum figurent dans *op.cit.*, *Spur Oil c. la Reine*, intercalaire 191 pour la période novembre 1970 au 21 janvier 1972. Les changements pour janvier et avril 1973 sont fondés sur des changements visant les bruts Murban et Umm Shaif, aussi au départ d'Abu Dhabi, tel que figurant dans *International Crude Oil and Product Prices* (ICOPP).
40. Comme l'a proposé Newton. Voir la section 4(b) ci-dessous.

(ii) Les prix estimatifs caf aux tiers du groupe Murphy fondés sur les prix fob contractuels et les taux de fret facturés aux tiers

La deuxième série de prix fournis pour le groupe Murphy Oil a été calculée en ajoutant les taux de fret facturés aux tiers aux prix fob offerts par BP et Esso International. Il a été possible, pour la période de juillet 1968 à mars 1970, de calculer les prix caf à Portland du brut iranien léger (voir le tableau 4 de l'annexe F) en ajoutant les propres frais de transport[41] du groupe Murphy Oil au prix fob du contrat de BP pour la période de 1968 à 1970 et au prix fob d'Esso International pour celle d'août 1969 à 1970, et en ajoutant 1 p. 100 du prix c et f au titre des frais d'assurance. A propos des bruts vénézuéliens légers titrant à 32,3° API dans le cas du Lagomedio et à 34,8° API dans celui du Lot 17, des données analogues sur les prix sont disponibles pour février et mars 1970 respectivement (voir les tableaux 5, 6 et 12 de l'annexe F). En vertu d'un contrat d'affrètement valable du 1er juillet 1968 au 31 décembre 1970, le tarif du transport maritime jusqu'à Portland, depuis le golfe Persique (île de Kharg) de l'iranien léger 34° API était de 0,574 $ (taux Intascale moins 62,5 p. 100 ou taux Worldscale 46,6). Depuis Punta de Palmas (Venezuela), les taux signalés pour février et mars 1970 étaient de 0,225 $ et de 0,222 $ dans le cas du pétrole Lagomedio à 32,3° API et du Lot 17 vénézuélien 34,8° API respectivement (taux Intascale moins 57,5 p. 100 ou taux Worldscale 81). Les prix mensuels fob réels ainsi que les frais de transport encourus par la Murphy Oil Trading Company au titre de la fourniture de pétrole à Murphy Oil Quebec durant la période allant de 1969 à mars 1970 ont été mentionnés, comme on l'a dit ci-dessus, dans une pièce présentée lors du litige concernant la nouvelle cotisation d'impôt mettant en cause Murphy. Pour la période d'avril à octobre 1970, le prix fob de 1,27 $ a été appliqué à l'iranien léger tandis qu'en novembre-décembre, il passait à 1,36 $ en raison de l'addition du redressement du prélèvement de l'État d'origine sur l'iranien léger[42].

(iii) Prix étrangers de cession aux tiers du groupe Murphy

De février 1970 à 1975 Tepwin Company Limited, filiale en propriété exclusive implantée aux Bermudes de la Murphy Oil Company Limited (Calgary), a servi d'intermédiaire entre Murphy Oil Quebec et les sociétés du groupe Murphy relativement à la fourniture de brut et à la prestation des services de transport.

---

41. Une cargaison a été importée en septembre 1969 au taux de fret de 0,99 $ eu égard au prix caf de 2,28 $. Un taux de fret de 1,279 $ pour une cargaison de Sassan en février 1969 a également été signalé pour 1969.

42. Le contrat précédent de BP prévoyait des changements fondés sur les modifications du prélèvement de l'État d'origine sur le brut iranien léger; on suppose que le contrat avec Esso International renfermait une disposition analogue.

Le tableau 3 de l'annexe E présente les données financières sur le revenu et les dividendes de Tepwin de 1970 à 1975 ainsi que les calculs au baril. Le tableau 4 de l'annexe E donne un exemple de la manière dont les prix d'achat ou d'importation au Canada d'iranien léger, ont été convertis en prix étrangers nets par la défalcation du revenu net ou du dividende par baril et de la marge bénéficiaire déclarée par baril[43]. Contrairement à la relation entre Petrofina Canada et Pannac, la seule source de revenu de Tepwin était Murphy Oil Quebec[44]. Le revenu et les dividendes de Tepwin sembleraient donc avoir parfaitement exprimé la marge de bénéfices que cette filiale étrangère prélevait sur les prix aux tiers et les taux de fret payés au départ par le groupe Murphy. En outre, la majoration semble avoir été appliquée également à tous les types de brut[45].

Cependant, il semble également que pour l'année 1970 une majoration de 0,12 $ ait été imposée sur le prix fob de l'iranien léger facturé à Tepwin par la Murphy Oil Trading. Le 1er février 1970 Tepwin concluait un accord de sous-affrètement[46] avec la Murphy Oil Trading portant sur douze à vingt voyages qui devaient commencer le 1er février 1970[47]. Les taux de fret jusqu'à Portland depuis le golfe Persique devaient s'établir au taux Worldscale 46,6 et, au départ du Venezuela, au taux Worldscale 81,0. À la même date, les deux parties signaient une entente[48] valable du 1er février au 31 décembre 1970 aux prix fob de 1,39 $ pour le brut iranien léger et de 1,75 $ pour les bruts vénézuéliens Lagomedio et Lot 17 (plus toute augmentation du prélèvement de l'État d'origine). Ce prix de 1,39 $ fob est de 0,12 $ supérieur

---

43. Les chiffres sur les dividendes ont été tirés de la pièce I-301, tandis que le nombre de barils importés par Murphy Oil Quebec l'a été de la pièce I-375D (voir le tableau E). Les chiffres du revenu net proviennent de l'*op.cit.*, *Spur Oil Ltd. c. la Reine*, intercalaire 175 du Livre II des pièces, et ils ont été convertis à partir des données en dollars canadiens. Les prix d'achat au Canada sont les prix caf à Portland figurant aussi dans la pièce I-375D. À la page 3 des réponses aux engagements recueillies le 13 octobre 1983 (I-375D), Murphy Oil signalait que la marge bénéficiaire de Tepwin était d'environ 0,25 $ en 1970, de 0,52 $ en 1971-1972 et de 0,77 $ de 1973 à 1975. Voir le tableau 3 de l'annexe E si l'on veut comparer les chiffres du revenu net par baril et ceux du dividende par baril, calculés à l'aide des renseignements financiers de Tepwin.
44. La seule exception fut un profit de 838 545 $ réalisé en février 1971 grâce au sous-affrètement d'un pétrolier. Murphy Oil de Calgary a touché ce montant sous forme de dividendes.
45. Cette observation se fonde sur les calculs effectués d'après les données de 1970-1971 tirées de l'*op.cit.*, *Spur Oil Ltd. c. la Reine*, intercalaire 42 du Livre I des pièces.
46. *Op.cit.*, *Spur Oil Ltd. c. la Reine*, intercalaire 42 du Livre I des pièces.
47. Ce contrat d'affrètement a été prolongé jusqu'au 28 février 1971 par un protocole d'entente intervenu entre Murphy Oil Trading Company (Western) et Tepwin le 4 décembre 1970. Voir *ibid.*, la liste des pièces ayant servi au jugement rendu en cour d'appel.
48. *Ibid.*, Livre I des pièces, intercalaire 43.

TABLEAU E-3

Données financières concernant la société Tepwin Limited, de 1970 à 1975[d]

	(en dollars US)				(en cents US par baril)		
	Revenu brut	Revenu net[a]	Dividendes versés à Murphy Oil[d]	Nombre de barils importés au Canada[b]	Revenu brut par baril	Revenu net par baril	Dividende par baril[c]
1970	1 546 864	1 540 111	1 600 283	5 492 182	28,2	28,1	29,1 (25)
1971	2 911 873	2 899 935	3 522 818	6 011 091	48,4	48,4	58,6 (52) 44,7*
1972	3 550 395	3 537 712	3 396 952	7 180 938	49,4	49,3	47,3 (52)
1973	3 861 854	3 823 982	3 922 867	6 601 184	58,5	57,9	59,4 (77)
1974	4 261 828	4 207 745	4 038 000	5 894 957	72,3	71,4	68,5 (77)
1975	4 060 829	3 996 198	n.d.	6 487 390	62,6	61,6	(77)

Notes et références:

(a) Le revenu net comprend le revenu brut moins les frais généraux et d'administration.

(b) Le nombre de barils de brut importés provient du document I-375D. Pour 1970, on a exclu les 1 275 265 barils de brut importés en vertu de l'ancien contrat de la Murphy Oil Trading Corporation. Les importations susmentionnées se rapportent uniquement au contrat de la Tepwin.

(c) Les chiffres entre parenthèses sont extraits de la page 3 du document adressé le 13 octobre 1983 aux entreprises (document I-375D). Le chiffre suivi d'un *astérisque* en regard de l'année 1971 représente le montant du dividende par baril, duquel on a soustrait les 838 545 $ de profits réalisés grâce au sous-affrètement d'un pétrolier que la Murphy Oil (Calgary) a touchés sous forme de dividendes.

(d) Les données sur les dividendes proviennent du document I-301. Les autres données financières concernant la Tepwin sont extraites du document 175 (Livre II des documents) relatif à l'affaire *Spur Oil Ltd. c. la Reine*, 81 DTC 5168, (Cour fédérale, Division de première instance); ces chiffres étaient à l'origine en dollars canadiens.

au prix de 1,27 $ que la Murphy Oil Trading a payé à Esso International d'août 1969 à octobre 1970. (Les taux de fret selon le barème Worldscale s'apparentent aux taux Intascale négociés avec la firme Associated Bulk Carriers Ltd.) Si la même majoration avait été appliquée au brut vénézuélien, le prix étranger original fait au groupe Murphy aurait été de 1,63 $ dans le cas du Lagomedio en 1970.

Le tableau 4 de l'annexe E présente en outre une comparaison entre les prix estimatifs étrangers nets et les prix calculés à l'aide des prix fob d'Esso International et des frais de transport du groupe Murphy jusqu'à Portland depuis le golfe Persique pour 1970, et des prix caf du contrat de BP pour la période de 1971 à avril 1973. Les prix étrangers nets étaient supérieurs aux prix originaux du contrat entre tiers pratiqués en 1970, reflétant ainsi la majoration de 0,12 $ le baril signalée ci-dessus. Les prix étrangers établis pour la période allant de juin au 1er août 1971 étaient aussi plus élevés, mais seulement parce qu'ils intégraient le taux de fret de 1,249 $ au taux Worldscale 100 comme le prescrivait le contrat de BP (2,924 $) pour une quantité limitée de brut. C'est dire que si on utilisait les prix du contrat de BP en fonction du taux Worldscale 100 (1,249 $), on ne relèverait pas durant ces mois des prix étrangers plus élevés. Les prix estimatifs étrangers livrés étaient en fait légèrement inférieurs aux prix du contrat pour les périodes du 7 août 1971 au mois de novembre 1971 et du mois de janvier au mois de février 1972. Cette anomalie était probablement attribuable à des erreurs dues à la reconversion des dollars canadiens en dollars américains.

Des diverses méthodes utilisées au tableau 4 de l'annexe E pour calculer les prix étrangers nets, la soustraction du revenu net par baril donnait généralement des prix s'approchant davantage de ceux du contrat de BP pour la période de 1971 à 1972. La méthode de calcul d'après le dividende par baril a donné aussi des approximations assez justes, alors que la méthode de calcul d'après la marge bénéficiaire par baril, méthode reposant sur les propres estimations de Murphy Oil, a produit des écarts plus sensibles. En conséquence, les prix dérivés à l'aide de la méthode faisant intervenir le revenu net par baril ont servi dans les tableaux 3 et 4 de l'annexe F en ce qui a trait à l'iranien léger et, dans le tableau 9 de l'annexe F au Forcados Export Blend nigérien. Les prix étrangers caf nets pour l'iranien léger ont été convertis en prix fob par défalcation du taux de fret de 0,574 $ pour 1970, de 0,812 $ jusqu'en septembre 1971 et de 0,828 $ (y compris la hausse des droits de port de 0,016 $ en octobre 1972) pour la période d'octobre 1972 à avril 1973. Les prix fob de février et mars 1974 ont été calculés à partir des prix caf en utilisant les données sur les taux de fret (2,04 $ et 2,45 $) signalées à l'OIP. Quant à l'année 1974, le prix fob signalé à l'Office des indemnisations pétrolières[49] a été défalqué du chiffre exprimant le revenu net au baril de la

49. Voir les pièces I-114 (confidentielle) et I-126.

TABLEAU E-4

Comparaison entre les prix off-shore nets estimatifs caf à Portland payés par Murphy Oil et les prix caf fixés par contrat pour du brut iranien léger, de 1970 à 1974 (dollars US par baril)

Dates de livraison	Prix d'achat caf au Canada[a]	Tepwin[c]			Prix off-shore nets				Prix caf fixés par contrat[d]	Marge bénéficiaire eu égard aux prix fixés par contrat[e]			
		Revenu net	Dividendes	Marge bénéficiaire	(1)–(2)	(1)–(3)	(1)–(4)	(1)–(3)*		(5)–(9)	(6)–(9)	(7)–(9)	(8)–(9)*
1970[b]													
février													
mars									1,862				
15 avril	2,25	0,281	0,291	0,25	1,969	1,959	2,00						
4 mai	"	"	"	"						0,107	0,097	0,138	
4 juin	"	"	"	"									
30 juin	"	"	"	"									
31 juillet	"	"	"	"									
19 août	"	"	"	"									
20 septembre	"	"	"	"									
8 octobre	"	"	"	"									
14 novembre	"	"	"	"									
5 décembre	"	"	"	"					1,949	0,020	0,010	0,051	
1971													
janvier									2,145				
février									2,418				
mars													
avril													
16 mai	2,894	0,484	0,586	0,52	2,410	2,308	2,374	2,447		(0,008)	(0,111)	(0,044)	0,029
3 juin	3,330	"	(0,447*)	"	2,846	2,744	2,81	2,883	2,483*	0,428	0,326	0,392	0,465
20 juillet	3,311	"	"	"	2,827	2,725	2,791	2,864	(2,924)	0,344	0,242	0,308	0,381
1 août	3,196	"	"	"	2,712	2,61	2,676	2,749		0,229	0,127	0,193	0,266
7 août	2,956	"	"	"	2,472	2,37	2,436	2,509		(0,011)	(0,113)	(0,047)	0,026
12 septembre	2,957	"	"	"	2,473	2,371	2,437	2,510		(0,010)	(0,112)	(0,046)	0,027
8 octobre	2,968	"	"	"	2,484	2,382	2,448	2,521		(0,001)	(0,101)	(0,035)	0,038
23 octobre	"	"	"	"	"	"	"	"		"	"	"	"
21 novembre	"	"	"	"	"	"	"	"		"	"	"	"
Colonne	(1)	(2)	(3)	(4)	(5)	(6)	(7)	(8)	(9)	(10)	(11)	(12)	(13)

TABLEAU E-4 (suite)

Dates de livraison	Prix d'achat caf au Canada[a]	Tepwin[c]			Prix off-shore nets				Prix caf fixés par contrat[d]	Marge bénéficiaire eu égard aux prix fixés par contrat[e]			
		Revenu net	Dividendes	Marge bénéficiaire	(1)–(2)	(1)–(3)	(1)–(4)	(1)–(3)*		(5)–(9)	(6)–(9)	(7)–(9)	(8)–(9)*
1972													
19 janvier	2,968	0,493	0,473	0,52	2,475	2,495	2,448		2,483*	(0,008)	0,012	(0,035)	
21 janvier	"	"	"	"	"	"	"		2,604	"	"	"	
13 février	2,975	"	"	"	2,482	2,502	2,455		2,604	(0,001)	(0,019)	(0,028)	
mars													
avril													
mai													
juin													
juillet													
août													
septembre													
octobre									2,620				
novembre													
décembre													
1973													
janvier									2,69				
février													
mars													
avril									2,784				
mai													
juin													
juillet													
août													
septembre													
octobre													
novembre													
19 décembre	6,231	0,579	0,594	0,77	5,652	5,637	5,461		n.d.				
Colonne	(1)	(2)	(3)	(4)	(5)	(6)	(7)	(8)	(9)	(10)	(11)	(12)	(13)

TABLEAU E-4 (suite)

Dates de livraison	Prix d'achat caf au Canada[a]	Tepwin[c]			Prix off-shore nets				Prix caf fixés par contrat[d]	Marge bénéficiaire eu égard aux prix fixés par contrat[e]			
		Revenu net	Dividendes	Marge bénéficiaire	(1)–(2)	(1)–(3)	(1)–(4)	(1)–(3)*		(5)–(9)	(6)–(9)	(7)–(9)	(8)–(9)*
1974													
10 janvier	6,171	0,714	0,685	0,77	5,457	5,486	5,401		n.d.				
26 février	12,080	"	"	"	11,366	11,395	11,31						
12 mars	12,482	"	"	"	11,768	11,797	11,712						
avril													
mai													
juin													
juillet													
août													
septembre													
octobre													
novembre													
décembre													
Colonne	(1)	(2)	(3)	(4)	(5)	(6)	(7)	(8)	(9)	(10)	(11)	(12)	(13)

Notes et références:

(a) Les prix d'achat ou d'importation canadiens caf à Portland payés par Murphy Oil Quebec sont tirés du document I-375D.

(b) Les 1 275 265 barils importés en vertu de l'ancien contrat de Murphy Oil Trading Corporation ont été exclus pour 1970.

(c) Les données relatives au revenu net, aux dividendes et à la marge bénéficiaire par baril réalisés par Tepwin proviennent du tableau C. Le chiffre correspondant aux dividendes par baril pour 1971 (colonne 3) a été rajusté en soustrayant les 838 545 $ de profits réalisés grâce au sous-affrètement d'un pétrolier, qui ont apparemment été remis sous forme de dividendes à Murphy Oil (Calgary).

(d) Les prix caf du contrat pour janvier à mai 1970 sont fondés sur les prix fob (1,27$) et les coûts de transport (0,574$) rapportés dans l'affaire *Spur Oil Ltd. c. la Reine*, 81 DTC 5168 (Cour fédérale, Division de première instance) à l'intercalaire 178 du Livre II des documents déposés dans cette affaire et qui ont été prolongés jusqu'en octobre et rajustés en novembre pour tenir compte d'une augmentation de 0,065$ du prélèvement de l'État hôte pour le Zakum telle que prévue par la clause de rajustement du prix apparaissant dans le contrat de BP plus 0,01$ du prix c et f pour l'assurance. Pour 1971 à avril 1973, les prix c et f signalés dans le contrat de BP trouvés à la pièce I-375A ont été rajustés de façon semblable afin de tenir compte des augmentations du prélèvement de l'État pour le Zakum et des frais douaniers portuaires plus 1 p. 100 du prix c et f ajouté pour l'assurance. Étant donné que les dates des prix d'achat canadiens correspondent aux dates de livraison, on compare en fait les prix du contrat de BP en vigueur au cours du mois précédent (c.-à-d. le mois du chargement à l'île de Kharg dans le golfe Persique). Les *astérisques* indiquent les prix mensuels du contrat de BP auxquels cette pratique s'applique.

(e) Si les prix du contrat de la B.P. pour la période allant de juin au 3 août 1971 étaient calculés à l'aide du taux Worldscale 100 (c.-à-d. 1,249 $) imputé à Murphy pour ces premiers chargements, on obtiendrait aussi des chiffres négatifs au titre de la marge bénéficiaire avec le prix plus élevé de 2,924$.

Tepwin pour cette année. On ne disposait d'aucune donnée sur le fret pour le calcul du prix étranger fob du Forcados nigérien en novembre 1973.

Les données sur les prix aux tiers relatives à 1976-1977 en ce qui touche l'iranien léger ont pu être obtenues à même les renseignements sur les prix caf et fob que Murphy a déposés à l'Office des indemnisations pétrolières[50]. Ces prix s'harmonisent étroitement avec ceux qu'on a trouvés dans les contrats que le groupe Murphy a passés avec la société Marc Rich & Co. AG (de Suisse)[51]. Selon les clauses de ces contrats, Murphy Oil fournissait Marc Rich de brut iranien léger à un prix fob à l'île de Kharg, tandis que Marc Rich fournissait Spur Oil Ltd. (autrefois Murphy Oil Quebec) à un prix caf à Portland. Les contrats Marc Rich contenaient donc aussi certaines données relatives au fret entre tiers. Les taux de fret dont font mention les contrats s'établissaient à 0,925 $[52] pour 1976 et au taux Worldscale 52,5 ou 1,196 $[53] pour 1977 pour les expéditions entre l'île de Kharg et Portland. Ces taux étaient jumelés avec les prix fob (c'est-à-dire le prix officiel fixé par l'État et les prix maximums aux tiers du ministère de l'Énergie des États-Unis) relevés au tableau 3 de l'annexe F pour produire les prix caf du tableau 4 de l'annexe F en 1976-1977[54].

(c) Le groupe Irving

Un «prix courant négocié» en 1970 et des prix étrangers calculés pour la période de 1971 à 1975 dans le cas du groupe Irving Oil pourraient être traités comme s'il s'agissait de prix aux tiers, même si le fournisseur final de brut et de services de transport à Irving était (depuis 1960) Standard Oil Company of California (SOCAL) et que cette dernière, par l'intermédiaire de sa filiale Standard Oil of British Columbia, avait d'abord détenu 51 p. 100 des actions d'Irving Refining Limited et 49 p. 100 de celles d'Irving Oil Company Limited (la société de commercialisation et de distribution du groupe Irving). En juin 1973, Irving Oil Limited devenait par fusion la société de portefeuille du groupe Irving et la participation globale de SOCAL dans le groupe était ramenée à 48,9 p. 100 en 1976. Les actions de la famille Irving étaient détenues par l'intermédiaire de sociétés privées. Lorsqu'elle fut

---

50. Voir les pièces I-114 (confidentielle) et I-126.
51. Voir la pièce I-375A, article 6.
52. On obtient ce taux de fret en soustrayant le prix fob de 11,62 $ et le coût implicite de l'assurance du prix caf (fixé à 1 p. 100) du prix caf de 12,67 $ dont le contrat fait état.
53. Le taux de fret cité de 1,20 $ s'appliquait au brut de 33,3° API. Pour le brut de 34° API, le taux serait de 1,196 $.
54. En ce qui concerne le brut saoudien léger du tableau 2 de l'annexe F ainsi que l'iranien lourd et le brut koweïtien 31° API du tableau 11 de l'annexe F, ces taux de fret du groupe Murphy ont également été jumelés avec des données analogues touchant les prix fob aux tiers pour produire les prix caf.

achetée en 1971, Irving California Oil Company Limited (IRVCAL) des Bermudes était une société-paravent[55], sous le nom de Bomag International Ltd. Irving Refining Limited et Irving Oil Company Limited en étaient au début les propriétaires à parts égales. Par suite de la fusion de 1973, IRVCAL est devenue une filiale en propriété exclusive d'Irving Oil Limited[56]. Elle fut établie en tant qu'entreprise commerciale étrangère afin que les profits tirés du transport et de la production de brut non canadien reliés à l'approvisionnement de la raffinerie Irving puissent être partagés entre SOCAL et Irving[57].

De 1960 à juillet 1971, Irving Refining Limited était ravitaillée selon une formule caf à Saint-Jean (Nouveau-Brunswick), aux termes d'un accord de vingt ans passé en 1957 entre elle-même et la California Transport Corporation (une des sociétés SOCAL), où le prix caf de 2,712 $ devait suivre tous les mouvements qui interviendraient dans les prix affichés le 1er juillet 1956 du saoudien léger (1,93 $) et de l'iranien léger (1,91 $)[58]. À la fin de 1960[59], les prix de contrat caf de ces bruts étaient tombés jusqu'à 2,58 $. Ils restèrent à ce niveau, sauf l'iranien léger dont le prix s'éleva à 2,59 $ en 1965, jusqu'au mois de juillet 1971 inclusivement. Le 9 août 1971 Irving Refining Limited signait un traité d'approvisionnement pour l'ensemble de ses besoins[60] avec Bomag International Limited, récemment acquise, concernant le saoudien et l'iranien légers au prix caf de 2,90 $ sous réserve des augmentations eu égard a) au prélèvement de l'État d'origine et, b) au taux de fret AFRA LR-2 de 1,05 $ pour les expéditions effectuées entre le golfe Persique et les installations en eau profonde dont dispose Irving au terminal Mispec[61]. (La relation contractuelle entre les entreprises d'importation Irving et l'entreprise commerciale étrangère s'est poursuivie dans plusieurs contrats en 1972, 1980 et 1981)[62].

---

55. Voir la transcription, vol. 83, p. 15813.
56. Voir la pièce I-14, pp. 2 et 3. Les actions de SOCAL étaient détenues par la Standard Oil Company of British Columbia (Chevron Canada Limited à partir de 1975).
57. Voir la transcription, vol. 83, p. 15816.
58. Voir la pièce I-318A. La durée de l'accord comprenait la période s'étendant du 14 août 1957 jusqu'à vingt ans après l'ouverture de la raffinerie. Cette entente n'autorisait la révision de la formule du prix qu'au bout de 10 années d'exploitation (soit en 1970), mais on pouvait y mettre fin par préavis d'un an. Par la suite, Chevron Transportation Corporation s'est portée acquéreur des droits de California Transportation en vertu de l'accord en question.
59. La raffinerie de Saint-Jean fut ouverte en 1960.
60. Le contrat d'approvisionnement précédent renfermait aussi une disposition touchant l'ensemble des besoins.
61. Voir la pièce I-257, intercalaire 2.
62. Voir la pièce I-374 (confidentielle) concernant les contrats de 1972, 1980 et 1981.

En 1971, au moment même où elle consentait à approvisionner Irving, Bomag signait parallèlement une entente d'approvisionnement avec Chevron Oil Sales Company (société du Delaware associée à SOCAL), entente où le prix caf de Saint-Jean s'établissait à 2,104 $[63] sous réserve des hausses du prélèvement de l'État d'origine, ainsi que de l'augmentation de divers facteurs associés aux frais de transport. Ainsi, une majoration de 0,796 $[64] était imposée sur le prix caf des importations de la Irving le 9 août 1971 par le biais d'une société commerciale étrangère. Dans un document financier d'Irving Oil daté d'avril 1973, on compare le prix étranger de 2,667 $ au prix déclaré de 3,272 $ du saoudien et de l'iranien légers[65], ce qui représente une marge bénéficiaire de 0,605 $.

La preuve de l'existence d'un «prix courant négocié» antérieurement a été découverte dans un projet d'accord non ratifié entre Irving Refining Limited et Chevron Oil Sales Company, lequel contenait un prix caf de 2,025 $ des bruts saoudien et iranien légers et un prix analogue fob avec des dispositions prévoyant des rajustements pour les frais de transport comparés aux prix caf de 2,58/2,59 $ qui étaient effectivement payés[66].

Afin de calculer les prix étrangers nets des activités commerciales à partir de 1971, on a tiré les chiffres du revenu net par baril et du dividende par baril des données financières dont on disposait pour Bomag-IRVCAL. Le tableau 5 de l'annexe E se borne aux données de 1971 à 1975. La Commission ne possède aucune information sur la période 1976 à 1981. Les prix étrangers nets devraient aussi être calculés pour les années 1976 à 1981 parce qu'Irving Oil a déclaré qu'IRVCAL avait toujours réalisé un bénéfice global sur ses ventes à Irving Oil[67]. (On n'a fait état d'aucun dividende touché en 1982[68]). Les chiffres du revenu net plutôt que ceux du dividende par baril ont

63. Voir la pièce I-374 (confidentielle), intercalaire 1, qui est une entente intervenue le 26 décembre 1972 entre les mêmes parties (sauf que Bomag était devenue IRVCAL) entente dans laquelle le prix établi le 9 août 1971 de 2,104 $ était signalé comme se rapportant aux 120 000 premiers barils par jour civil de besoins en pétrole pour la raffinerie jusqu'à ce qu'on ait vendu 100 millions de barils, et alors il s'établirait à 2,243 $, et pourrait atteindre, dans le cas de ventes supplémentaires de 20 000 à 80 000 barils par jour, 2,393 $ et 2,493 $. Vu que la quantité maximale importée n'a jamais dépassé 55 millions de barils, seul le prix de 2,104 $ était pertinent (voir la pièce I-259). Voir également la pièce I-14, p. 4.
64. C'est-à-dire 2,90 $ moins 2,104 $.
65. Voir la pièce I-272 (confidentielle).
66. Voir la pièce I-257, intercalaire 1. Le prix de 2,90 $ établi le 9 août 1971 incorporait, pour le saoudien et l'iranien légers, les hausses du prélèvement de l'État d'origine intervenues en novembre 1970 et en 1971 dans le prix caf pour 1970 de 2,58/2,59 $.
67. M. Arthur Irving a confirmé que la seule source de revenus d'IRVCAL était la marge bénéficiaire qu'elle tirait de ses ventes à Irving Oil. Voir la transcription, vol. 83A, pp. 42 et 43.
68. Voir les pièces I-318A, 318B et 318C, toutes confidentielles, et la transcription, vol. 83, p. 15826.

TABLEAU E-5

Données financières concernant Irving California Oil Company Limited (IRVCAL), 1971-1975

Année	(dollars US)		Nombre de barils importés au Canada[c]	(cents US par baril)	
	Revenu net[b]	Dividendes[b]		Revenu net par baril[a]	Dividendes par baril
1971	10 829 245	Aucun	27 657 991	39,2* (79,6)	Aucun
1972	21 550 218	25 600 000	33 819 804	63,7	75,7
1973	42 549 629	11 800 000	39 850 191	107,0**(60,5)	29,6
1974	48 735 987	63 300 000	36 722 252	132,7	172,4
1975	18 361 558	36 400 000	38 654 567	47,5	94,2

Notes et références:

(a) Les chiffres suivis d'un *astérisque* qui figurent dans la colonne «Revenu net par baril» représentent la marge bénéficiaire annuelle moyenne calculée en divisant le revenu net par le nombre total de barils importés. Cependant, IRVCAL (appelée auparavant Bomag) n'a commencé à vendre à Irving Refining Limited que le 9 août 1971 avec une marge bénéficiaire de 0,796 $. Par conséquent, la hausse de 0,396 $ du revenu net par baril n'est utile que pour calculer le coût net à Irving pour l'année 1971. Les chiffres suivis d'un *astérisque* double qui figurent dans la colonne «Revenu net par baril» représentent la marge bénéficiaire annuelle moyenne calculée pour tous les bruts en 1973. Le document I-272 (confidentiel) montre une marge bénéficiaire off-shore de 0,605 $ pour des bruts saoudien et iranien légers pour avril 1973.

(b) Les données relatives au revenu net et aux dividendes sont tirées du document I-14, Annexe A.

(c) Le nombre de barils importés provient du document I-259.

servi en l'occurrence, parce qu'ils expriment la majoration réelle facturée annuellement, tandis qu'un examen des dividendes déclarés pour la période de 1971 à 1975 indique des décalages dans la répartition. Il n'y eut aucun dividende en 1971; en 1973 (1974-1975) les dividendes furent faibles (élevés) relativement au revenu net touché pendant l'année.

Le tableau 6 de l'annexe E nous fournit un exemple de calcul des prix caf et fob étrangers nets du saoudien léger pour les années 1971 à 1975 à l'aide des chiffres du revenu net par baril, calcul effectué en vue de réduire les prix d'achat ou d'importation caf et fob à Saint-Jean payés par Irving Refining Limited. Des prix caf et fob analogues apparaissent aux tableaux 3 et 4 de l'annexe F en ce qui touche l'iranien léger (1971 à 1974) et aux tableaux 10 et 11 de l'annexe F relativement à l'iranien lourd (1973 à 1974). Il n'était pas possible de calculer les prix étrangers nets (a) du saoudien léger pour les années 1976 à 1981, (b) de l'iranien léger pour 1976 à 1978, et (c) du saoudien à densité moyenne 31° API pour 1980 et 1981. Les prix d'achat ou d'importation fob et caf à Saint-Jean utilisés dans les calculs ci-dessus sont tirés de la pièce confidentielle I-394 (en ce qui a trait aux prix annuels fob et caf de 1971 à 1974), de la pièce I-257, intercalaire 2 (en ce qui a trait au prix caf du 9 août 1971), de la pièce confidentielle I-274 (en ce qui concerne le prix caf d'avril 1973), des pièces I-265, I-266, I-267 (confidentielle) et de la pièce confidentielle I-268 (pour ce qui est des données mensuelles de 1974 à 1981)[69]. La Commission ne dispose d'aucune information concernant les prix caf ou fob d'Irving du brut importé en 1982.

Les contrats d'approvisionnement passés avec les sociétés ne dépendant pas de SOCAL[70] n'ont pas été déposés; ainsi ne pouvait-on pas déterminer si

---

69. Irving Oil a déposé ses propres registres renfermant les prix fob, les taux de fret et les prix caf pour 1974 à 1981 (voir la pièce I-265 et la pièce confidentielle I-268). Certaines données concernant le fob ou les taux de fret n'étaient pas disponibles pour divers mois. D'autres l'étaient, à partir des sources ci-dessus, sur les bruts que les tableaux 1 à 12 de l'annexe F ne mentionnent pas. Ces dernières données se rapportaient au saoudien lourd (1975 à 1980), au Boscan (1971 à 1975 et 1980 à 1981), au Maya et Isthmus (1980 à 1981) et au saoudien extra léger (1973 et 1981). En 1974, les chiffres sur les prix annuels étrangers nets de l'iranien léger étaient d'environ 1,50 $ inférieurs aux prix minimums mensuels (fob ou caf) étrangers nets calculés. On n'a pas observé cette différence à l'examen des chiffres sur les autres bruts. L'anomalie vient probablement de ce que les coûts annuels du brut subventionné pour 1974 ont été signalés, dans la pièce Irving, comme étant le coût d'importation.

70. La liste des pièces produites lors du litige sur la nouvelle cotisation d'impôt d'Irving (voir la pièce I-14) indiquait des contrats conclus avec (a) Asiatic Petroleum (Shell) le 21 septembre 1972 et le 3 janvier 1973, (b) Sun Oil International Inc. le 9 mars 1972 et (c) Esso International Inc. le 14 septembre 1972.

TABLEAU E-6

Estimation des prix off-shore nets à 100 p. 100 pour du brut saoudien léger payés par Irving Oil, de 1971 à 1975
(en dollars US par baril)

Date	Prix d'achat canadien[a] caf	Prix d'achat canadien[a] fob	Revenu net réalisé par IRVCAL par baril[b]	Prix off-shore nets[c] caf (1)-(3)	Prix off-shore nets[c] fob (2)-(3)
1971	2,80	1,69	0,392	2,41	1,30
janvier	2,58	1,80	n.d.	n.d.	n.d.
19 août	2,90	1,85	0,796	2,104	1,054
1972	2,89	1,95	0,637	2,25	1,31
1973	3,57	2,33	1,07	2,50	1,26
avril	3,272	n.d.	0,605	2,667	n.d.
1974	11,91	10,01	1,327	10,58	8,68
janvier	11,63	9,64		10,30	8,31
février	11,74	9,97		10,41	8,64
mars	11,80	9,79		10,47	8,46
avril	11,90	9,87		10,57	8,54
mai	—	—		—	—
juin	11,84	9,90		10,51	8,57
juillet	—	—		—	—
août	11,84	9,97		10,51	8,64
septembre	11,78	10,05		10,45	8,72
octobre	11,99	10,39		10,66	9,06
novembre	12,43	n.d.		11,10	n.d.
décembre	12,51	10,74		11,18	9,41
Colonne	(1)	(2)	(3)	(4)	(5)

TABLEAU E-6 (suite)

Date	Prix d'achat canadien[a] caf	Prix d'achat canadien[a] fob	Revenu net réalisé par IRVCAL par baril[b]	Prix off-shore nets[c] caf (1)-(3)	Prix off-shore nets[c] fob (2)-(3)
1975			0,475		
janvier	11,92	n.d.		11,45	n.d.
février	11,85	10,83		11,38	10,36
mars	11,84	n.d.		11,37	n.d.
avril	—	—		—	—
mai	11,17	n.d.		10,70	n.d.
juin	11,86	n.d.		11,39	n.d.
juillet	—	—		—	—
août	11,84	10,62		11,37	10,15
septembre	11,85	10,63		11,38	10,16
octobre	12,90	11,70		12,43	11,23
novembre	12,79	11,59		12,32	11,12
décembre	—	—		—	—
Colonne	(1)	(2)	(3)	(4)	(5)

Notes et références:

(a) Pour connaître les prix d'achat canadiens, voir l'intercalaire 2 du document I-257 pour le 19 août 1971, le document I-272 (confidentiel) pour avril 1973, le document I-394 (confidentiel) pour les données annuelles portant sur les années 1971 à 1974 et les documents I-265 et I-266 pour les données mensuelles pour 1974 et 1975.

(b) Les données relatives au revenu net par baril réalisés par IRVCAL sont tirées du tableau 5.

(c) Les tableaux F-1 et F-2 indiquent aussi des prix off-shore à 50 p. 100 qui ont été calculés puisqu'il semblerait, selon ce qui a été dit, que les profits de la filiale étrangère devaient être partagés équitablement entre SOCAL et Irving. Voir la transcription volume 83, p. 15813.

la marge bénéficiaire représentée par le revenu net par baril était la même pour tous les bruts indépendamment de leur source. L'apparition de différences dans la marge bénéficiaire annuelle et dans celle d'avril, en ce qui concerne le saoudien et l'iranien légers en 1973, laisse à croire à une variation possible des marges bénéficiaires mensuelles quant au brut.

Seuls le «prix courant négocié» caf pour 1970 et les prix étrangers caf du saoudien et de l'iranien légers pour 1971 étaient similaires à ceux observés dans les transactions applicables aux tiers. Les prix étrangers fob calculés pour 1972 à 1975 semblent avoir été influencés à la baisse par une majoration des taux d'affrètement maritime, parce qu'ils étaient souvent inférieurs au coût taxes incluses. Pour la période de 1972 à 1974, les prix étrangers fob et caf calculés dans le cas d'Irving se sont trouvés fort sensiblement inférieurs aux prix signalés par d'autres sociétés canadiennes soit au regard des prix de transfert, soit en fonction des prix aux tiers. En 1975, les prix étrangers de la société Irving étaient également inférieurs à ceux d'autres sociétés, mais pas autant qu'au cours des années précédentes. Il n'est donc possible, pour ces raisons, de se fier aux données sur les «prix courants négociés» ou les prix étrangers caf d'Irving que pour la période de 1970 à 1971. Les prix mentionnés pour les années 1960 à 1969 furent négociés en 1957, au moment où les prix affichés représentaient des prix de transactions. Toutefois, entre 1960 et 1969, les prix affichés ont perdu leur pertinence comme norme du cours du marché.

(d) Le groupe Ultramar

On a pu obtenir des renseignements sur les prix faits aux tiers auprès du groupe Ultramar en ce qui touche les types de bruts suivants, qu'on trouve aux tableaux 1 à 12[71] de l'annexe F:

(a) Tia Juana moyen 26° API (1961 à 1974)

(b) Saoudien léger (1974 à 1975, 1977, 1979 et 1980)

(c) Iranien léger (1975, 1977 et 1978)

(d) Lagomedio (1966 à 1968 et 1972)

(e) Nigérien léger (1974)

(f) Iranien lourd (1975 à 1979)

(g) Koweït 31° API (1976)

---

71. Voir les pièces I-335, I-126 et la pièce confidentielle I-114. On disposait également de données sur des types de bruts dont les tableaux 1 à 12 de l'annexe F ne font pas mention. Voir la pièce I-329 et la pièce confidentielle I-337 pour les listes sommaires des bruts importés durant les années 1960 à 1982.

(h) Bruts légers vénézuéliens, comme le Mesa 33° API (1966, 1967, 1970 et 1971), le Lagotreco (1967 et 1970), le MarLago (1967 et 1968), le Lagocinco 33° API (1969 à 1973), le Tia Juana léger (1970), le Centro Lago (1972) et le Mercedes 31° API (1972)[72].

La pièce I-263 signale, concernant les années 1961 à 1966, l'existence d'un contrat à terme de 20 ans ayant pour objet l'approvisionnement en T.J. moyen en raison de 5 000 barils par jour entre Aigle d'Or Canada (Golden Eagle Canada) et la société mère Ultramar Company Ltd., de Grande-Bretagne, au prix affiché moins 0,40 $[73]. Étant donné que le prix affiché était de 2,27 $ au départ de La Salina (ou de 2,30 $ au départ d'Amuay), les prix de cette formule de 1,87 $ au départ de La Salina ou de 1,90 $ au départ d'Amuay s'harmonisent étroitement avec les prix fournis par Impériale pour les ventes à des tiers d'Esso International à Ultramar dans les pièces I-50 et I-50A. La variation de 0,03 $ du plus bas prix était probablement attribuable à une confusion des ports d'embarquement utilisés par Ultramar.

De 1960 à 1966 Ultramar a importé de tiers un peu de brut T.J. moyen 26° API[74], mais elle s'est fiée principalement à ses propres ressources en brut (Oritupano 24° et Mercedes 31°)[75] comme à plusieurs autres types de vénézuélien. Canadian and Caribbean Oil Company Limited qui, brièvement

---

72. Les niveaux API de la plupart des bruts ne sont pas déterminés dans la pièce I-335.
73. Une note de service d'Irving Oil en date du 7 mars 1963 résume une conversation avec Arnold Lorbeer d'Ultramar au sujet du financement et des sources de bruts de la raffinerie de Holyrood à Terre-Neuve. Une hypothèque accordée par Esso International et accompagnée d'une entente sur un achat de brut finançait la raffinerie dans une large mesure. En outre, le gouvernement de Terre-Neuve s'était engagé pour 20 ans à acheter ses produits pétroliers de cette raffinerie. Le financement s'est opéré par l'intermédiaire de Canadian and Caribbean Oil Company créée à cette fin, qui s'est vu accorder une participation de 50 p. 100 au capital-actions de la raffinerie. Par la suite, Ultramar a racheté la participation de 50 p. 100 et a refinancé le prêt hypothécaire consenti sur la raffinerie. Voir *A Golden Adventure: The First 50 Years of Ultramar*, Hurtwood Press, Londres, 1985, p. 117. Dans la pièce confidentielle I-78A, intercalaires C-4/C-5, on fait mention du contrat d'Esso International avec Ultramar comme ayant débuté en juin 1962. Ce fait laisse entendre que Canadian and Caribbean Oil Company servait aussi à approvisionner Esso International en brut en 1961 et au début de 1962. Le volume de brut prévu au contrat original est passé de 17 000 b/j en 1968, 15 000 b/j en 1969 et 25 000 b/j en 1970 avant de tomber à 14 000 b/j en 1971 (voir la pièce I-78A). Toutefois, en 1971 un deuxième contrat fut passé prévoyant des livraisons de 30 000 à 50 000 b/j à la nouvelle raffinerie québécoise ainsi que certaines livraisons à Terre-Neuve équivalant aux volumes de brut vénézuélien utilisé par Ultramar à sa raffinerie québécoise (voir M-675 et I-330).
74. Même si le T.J. moyen était expédié à la Refineria de Panama, dont Ultramar possédait le tiers des actions, les quantités importées en 1962 et en 1967 constituaient une proportion importante des importations au Canada.
75. Voir la pièce I-329 et la transcription, vol. 98, p. 18419.

en 1961, a participé pour 50 p. 100 au capital-actions de la Golden Eagle Refining Company of Canada, tout en étant détentrice d'une hypothèque, aurait été une source du brut[76] en provenance des tiers expédié à la raffinerie de Holyrood d'Ultramar à Terre-Neuve au début des années 1960. De 1963 à 1974 Ultramar Liberia Ltd. a fourni le brut expédié au Canada selon la formule fob, tandis que Golden Eagle Liberia Ltd. assurait les services de transport[77]. En 1975 Ultramar Panama Inc. devenait une entreprise commerciale étrangère[78]. Toutes ces sociétés étrangères étaient la propriété de la société mère multinationale (Ultramar Company Ltd.)[79], excepté pendant les années 1966 à 1974, époque où Ultramar Liberia Ltd. était une filiale en propriété exclusive d'Aigle d'Or Canada Ltée (Ultramar Canada Inc. à partir de 1979)[80] à laquelle elle versait des dividendes calculés sur les marges bénéficiaires provenant du prix fob. Esso International était la source première de brut en provenance des tiers du groupe Ultramar pour des durées données, jusqu'à la fin des années 1970, époque à partir de laquelle les achats furent effectués auprès des sociétés pétrolières des gouvernements producteurs[81].

Comme on l'a signalé ci-dessus, seules les données sur le prix des importations de T.J. moyen sont disponibles pour la période de 1961 à 1965. Toutefois, en ce qui concerne celle de 1966 à novembre 1974, les prix d'achat ou d'importation au Canada et les prix étrangers se trouvent dans la pièce I-335. Le dossier Ultramar de l'Office des indemnisations pétrolières, déposé par le Directeur[82], contient les données relatives à la période de 1974 à mai 1982. Il n'a donc pas été nécessaire de calculer les prix de la filiale étrangère. Le tableau 7 de l'annexe E fournit un exemple de deux séries de prix fob, départ La Salina[83] du T.J. moyen, établis de 1967 à 1974 dans le cas de Holyrood et de Saint-Romuald. Toutefois les prix contractuels fob entre Esso International et Ultramar Panama (M-675), et entre Ultramar Panama et

---

76. Voir la pièce I-263, les rapports annuels de 1961 et de 1962 d'Ultramar Company Limited et la transcription, vol. 98, p. 18414.
77. Voir la transcription, vol. 98, p. 18439. Les pétroliers utilisés étaient soit la propriété des intéressés, soit affrétés au jour le jour. En ce qui concerne Holyrood, on a d'abord eu recours à l'affrètement court en raison des faibles quantités importées qui, jusqu'à 1967, ne justifiaient pas un affrètement à plus long terme. Voir *A Golden Adventure*, p. 227.
78. Voir la transcription, vol. 98, pp. 12519 à 12521.
79. Ultramar Company Ltd. était une société d'investissement. American Ultramar Limited faisait office de société de gestion pour le groupe (voir la transcription, vol. 98, p. 18462 et vol. 99, p. 18600).
80. Voir la transcription, vol. 98, pp. 18415, 18429 et 18520. Ultramar Liberia fut vendue en 1980 à une société associée.
81. Voir la transcription, vol. 98, pp. 18416 à 18417 et 18425.
82. Voir la pièce confidentielle I-114 et la pièce I-126.
83. Au tableau 7 de l'annexe F, les prix fob départ La Salina ont été convertis à des prix au départ d'Amway en les majorant de 0,03 $.

et Ultramar Liberia, la filiale étrangère (I-330), indiquent une majoration supplémentaire dans les prix payés par la filiale étrangère à Ultramar Panama. En 1971 (seule année pour laquelle des chiffres sont disponibles), les majorations ont été de 0,20 $ et de 0,09 $ pour des livraisons aux raffineries du Québec et de Terre-Neuve en vertu du deuxième contrat pour la nouvelle raffinerie du Québec (voir le tableau 7 de l'annexe F). Comme nous l'avons mentionné, ce contrat prévoyait également certaines livraisons à la raffinerie de Terre-Neuve. Les ventes à Terre-Neuve en vertu du contrat original n'étaient pas frappées de cette majoration supplémentaire. On ignore si la majoration supplémentaire prévue au deuxième contrat est demeurée la même de 1972 à 1974. Il se peut donc que les prix étrangers figurant au tableau 7 de l'annexe F pour les années 1972 à 1974 soient exagérés. On pourra noter qu'une majoration des services de transport aurait également été facturée par Golden Eagle Liberia. Cependant, le niveau de cette majoration est inconnu parce qu'Ultramar Canada Inc. ne pouvait avoir accès aux dossiers d'entreprise de la société associée. Les données sur le fret depuis le Venezuela jusqu'à Portland ne sont présentées que pour les années 1968 à 1970, dans les rapports annuels de l'Aigle d'Or Canada Ltée[84].

Le niveau de majoration des prix fob effectuée par la filiale étrangère était relativement peu élevé avant 1967 (par exemple, 0,10 $ en 1966 sur le Lagomedio et 0,00 $ sur le Mesa). Dès 1967, la majoration s'établissait à 0,30 $ sur le T.J. moyen et sur tous les autres bruts importés. Elle demeura à ce niveau[85] jusqu'à juin 1971, date où elle s'éleva légèrement à 0,304 $, mais elle fut ramenée à 0,194 $ sur le T.J. moyen à destination de la nouvelle raffinerie de Saint-Romuald (Québec), qui a ouvert ses portes en octobre 1971[86]. En 1972 la majoration dans le cas des deux raffineries était de 0,194 $ en juillet et de 0,14 $ pour le reste de l'année. Elle chuta à 0,09 $ en 1973 jusqu'à sa hausse de 0,20 $ de juillet à novembre de la même année. Elle descendait à 0,10 $ (pour Québec) dès 1974, mais remontait à 0,20 $ en juillet de la même année. (On ne dispose d'aucune donnée à partir d'août 1974.)

---

84. Ces taux de fret majorés depuis le Venezuela jusqu'à Portland s'établissaient à 0,26 $, 0,29 $ et 0,28 $. Voir la pièce M-537 concernant les états financiers de cette entreprise. Les taux de fret d'Ultramar auraient été plus élevés que ceux des raffineurs utilisant Portland ou Halifax/Dartmouth en raison des quantités relativement faibles de brut raffiné à Holyrood; ce fait s'ajoutant à la faible profondeur des eaux à ses quais excluait l'usage des pétroliers plus imposants employés par d'autres raffineurs canadiens.
85. Elle atteignit brièvement 0,32 $ en août 1969.
86. Le prix fob plus élevé à Terre-Neuve reflétait des frais de transport relativement plus élevés en raison du tirant d'eau plus limité des pétroliers qui pouvaient aborder à Holyrood. Tel que mentionné ci-haut, des majorations additionnelles de 0,20 $ et de 0,09 $ ont été payées par la filiale étrangère à Ultramar Panama qui avait acheté le brut d'Esso International.

TABLEAU E-7

Prix off-shore nets fob[a] du brut Tia Juana moyen (24,0 à 26,9° API) importé par le groupe Ultramar, de 1967 à 1974
(dollars US par baril au départ de La Salina)

	PÉTROLE IMPORTÉ PAR LA RAFFINERIE DE TERRE-NEUVE				PÉTROLE IMPORTÉ PAR LA RAFFINERIE QUÉBÉCOISE			
Date	API	Prix d'achat canadien[b]	Prix off-shore net[c]	Marge bénéficiaire[d]	API	Prix d'achat canadien[b]	Prix off-shore net[c]	Marge bénéficiaire[d]
1967								
juin	25,5	1,85	1,55	0,30		—	—	—
août	"	"	"	"				
septembre	"	"	"	"				
octobre	"	"	"	"				
novembre	"	"	"	"				
décembre	"	"	"	"				
1968								
février	26,0	1,86	1,56	0,30		—	—	—
avril	26,0 27,0	1,86 1,88	1,56 1,58	"				
mai	26,0	1,86	1,56	"				
juin	"	"	"					
juillet	"	"	"	"				
août	"	"	"	"				
septembre	"	"	"	"				
octobre	"	"	"	"				
novembre	"	"	"	"				
décembre	"	"	"	"				
1969								
janvier	26,0	1,86	1,56	0,30		—	—	—
février	"	"	"	"				
mars	"	"	"	"				
avril	"	"	"	"				
mai	"	"	"	"				
juin	"	"	"	"				
juillet	"	"	"	"				
août	26,0 25,0	1,86	1,56 1,54	0,32 0,30				
septembre	26,0	1,86	1,56	0,30				
octobre	"	"	"	"				
novembre	"	"	"	"				
décembre	"	"	"	"				

TABLEAU E-7 (suite)

Date	PÉTROLE IMPORTÉ PAR LA RAFFINERIE DE TERRE-NEUVE				PÉTROLE IMPORTÉ PAR LA RAFFINERIE QUÉBÉCOISE			
	API	Prix d'achat canadien[b]	Prix off-shore net[c]	Marge bénéficiaire[d]	API	Prix d'achat canadien[b]	Prix off-shore net[c]	Marge bénéficiaire[d]
1970								
janvier	26,0	1,86	1,56	0,30		—	—	—
février	"	"	"	"				
mars	"	"	"	"				
avril	27,0	1,88	1,58	"				
mai	27,0 26,0	1,88 1,86	1,58 1,56	"				
juin	26,0	1,86	1,56	"				
juillet	"	"	"	"				
août	"	"	"	"				
septembre	24,0	1,82	1,52	"				
octobre	26,0	1,86	1,56	"				
novembre	"	"	"	"				
décembre	"	"	"	"				
1971								
janvier	26,0	1,97	1,67	0,30				
février	26,0	1,97	1,67	"				
mars	26,0	1,97 2,331	1,67 2,031	"				
avril	26,0	2,331	2,031	"				
mai	26,0	2,331	2,031	"				
juin	26,0 27,0	2,331 2,339	2,031 2,039	"	24,0	2,52	2,326	0,194
juillet	26,0	2,535	2,231	0,304		"	"	"
août	27,0 24,0	2,5425 2,52	2,2385 2,216	"		"	"	"
septembre	26,0	2,535	2,231	"		"	"	"
octobre	26,0 27,0	2,535 2,5425	2,231 2,2385	"	25,0	2,5275	2,3335	"
novembre	26,0	2,535	2,231	"		"	"	"
décembre	26,0	"	"	"		"	"	"

TABLEAU E-7 (suite)

Date	PÉTROLE IMPORTÉ PAR LA RAFFINERIE DE TERRE-NEUVE				PÉTROLE IMPORTÉ PAR LA RAFFINERIE QUÉBÉCOISE			
	API	Prix d'achat canadien[b]	Prix off-shore net[c]	Marge bénéficiaire[d]	API	Prix d'achat canadien[b]	Prix off-shore net[c]	Marge bénéficiaire[d]
1972								
janvier		—	—	—		—	—	—
février	25,6	2,703	2,509	0,194	25,6	2,703	2,509	0,194
mars	"	2,703	2,509	0,194	"	2,703	2,509	0,194
avril	n.d.	2,686	2,492	0,194	n.d.	2,686	2,492	0,194
mai	"	2,686 2,738	2,492 2,544	0,194	"	2,686	2,492	0,194
juin	"	2,678	2,484	0,194	"	—	—	—
juillet	"	2,674	2,480	0,194	"	2,674	2,480	0,194
août	"	2,512 2,528	2,372 2,388	0,140	"	2,52	2,38	0,140
septembre	"	2,528 2,512	2,38 2,372	0,148 0,14	"	2,52	2,38	0,140
octobre	"	2,52	2,38	0,14	"	2,52	2,38	0,140
novembre	"	2,512	2,372	0,14	"	2,52	2,38	0,140
décembre	"	2,512 2,52	2,372 2,38	0,14	"	"	"	"
1973								
janvier	"	2,577	2,487	0,09	"	2,561	2,471	0,09
février	"	2,561 2,603	2,481 2,513	0,09	"	2,603 2,635	2,513 2,545	0,09
mars	"	2,727 2,805	2,637 2,715	0,09	"	2,603 2,74	2,513 2,65	0,09
avril	"	2,805	2,715	0,09	"	2,727 2,805	2,637 2,715	0,09
mai	"	2,805	2,715	0,09	"	2,805	2,715	0,09
juin	"	2,805	2,715	0,09	"	2,805	2,715	0,09
juillet	"	3,094	2,894	0,20	"	3,094	2,894	0,20
août	"	3,329	3,129	0,20	"	3,329	3,129	0,20
septembre	"	3 546	3 346	0 20	"	2 546 3 466	3 346 3 266	0 20
octobre	"	3,796	3,596	0,20	"	3,796 3,716	3,596 3,516	0,20
novembre	"	3,796 5,147 5,36	3,596 4,947 5,16	0,20	"	5,147 5,36	4,947 5,16	0,20
décembre	"	—	—	—	"	—	—	—

TABLEAU E-7 (suite)

Date	PÉTROLE IMPORTÉ PAR LA RAFFINERIE DE TERRE-NEUVE				PÉTROLE IMPORTÉ PAR LA RAFFINERIE QUÉBÉCOISE			
	API	Prix d'achat canadien[b]	Prix off-shore net[c]	Marge bénéficiaire[d]	API	Prix d'achat canadien[b]	Prix off-shore net[c]	Marge bénéficiaire[d]
1974								
janvier	n.d.	—	—	—	n.d.	—	—	—
février	"	9,644	9,444	0,20	"	9,544	9,444	0,10
mars	"	9,644	9,444	0,20	"	9,544	9,444	0,10
avril	"	9,65	9,45	0,20	"	9,55 9,544	9,55 9,444	0,10
						9,7312	9,5312	0,20
mai	"	9,65	9,45	0,20	"	9,544 9,538 9,55	9,444 9,438 9,45	0,10
						9,964	9,764	0,20
juin	"	9,656	9,456	0,20	"	9,544 9,55 9,556	9,444 9,45 9,456	0,10
						9,7026 9,964	9,5026 9,764	0,20
juillet	"	9,836	9,636	0,20	"	9,836 9,873 9,725	9,636 9,673 9 525	0,20
						9,688 9,8396	9,488 9,6396	0,20
août	"	9,193	8,993	0,20	"	—	—	—
septembre	"	—	—	—	"	9,5253 9,3554	9,2253 9,0554	0,20
						9,3148	9,0148	0,20
octobre	"	—	—	—	"	—	—	—
novembre	"	—	—	—	"	—	—	—
décembre	"	—	—	—	"	—	—	—

Notes et références:

(a) Les données sur les prix sont extraites du document I-335. Pour 1974, les données sur les prix indiquées pour janvier à août dans le document I-335 ont été assujetties à plusieurs rajustements rétroactifs faits au cours des derniers mois de 1974.

(b) Les prix d'achat ou d'importation canadiens représentent les prix que Golden Eagle Canada Ltd. (Ultramar Canada Inc. depuis 1979) a payés à sa filiale à 100 %, Ultramar Liberia Limited.

(c) Les prix off-shore nets sont les prix que Ultramar Liberia a payés à ses fournisseurs. Au cours de la période allant de 1967 à 1974, ces derniers étaient Ultramar Panama et Esso International; à la fin cependant, cette société se procurait le brut Tia Juana moyen auprès de la firme Esso International.

(d) Le tableau F-7 dénote aussi les prix pour le brut T.J. moyen de 24°, 25° et 26° apparaissant dans le contrat d'Esso International de 1971 (de M-675). Ces prix indiquent que les prix off-shore contenus dans ce tableau pour les importations de la raffinerie québécoise inclus une marge bénéficiaire de 0,20$ pour les mois de juin et de décembre 1971. La marge bénéficiaire pour la raffinerie de Terre-Neuve était de 0,09$. On n'a pu déterminer si ces marges ont été maintenues à ces niveaux jusqu'à la fin de 1974.

Le niveau de majoration a varié considérablement selon le type de pétrole brut. Pour certains bruts, comme le Bachaquero reconstitué ou le Bachaquero, il était de 0,00 $ de 1968 à janvier 1970, mais de 0,20 $ en 1973 et en 1974. Quant au Brega, il a varié de 0,10 $ qu'il était d'août 1971 à octobre 1972, à 0,35 $ ou 0,30 $ à la fin de 1972, pour revenir à 0,20 $ et 0,10 $ par la suite. Sur le Lagomedio, la majoration s'est d'abord établie à 0,10 $ en 1966 pour atteindre 0,30 $ en 1968 avant de tomber à 0,605 $ en 1972. Sur ses propres spécialités de brut[87], la majoration a été de 0,30 $ et de 0,20 $ en 1967 et 1971 en ce qui touche l'Oritupano (elle a été de 0,00 $ en 1972) et de 0,194 $ en septembre 1972 pour le Mercedes. On ne disposait que de renseignements limités sur la question à savoir si Ultramar Panama a imposé une majoration analogue sur ses importations de brut de 1975 à 1982. Les témoins d'Ultramar ont affirmé[88] que les prix fob étaient établis au prix officiel fixé par l'État dans les divers contrats à terme qu'Ultramar a conclus avec Ultramar Panama. Cependant, il ressort des comparaisons faites par les témoins du Directeur, MM. Brant et Davidson, que les prix d'Ultramar s'appliquant au saoudien et à l'iranien légers en 1974 et 1975 étaient de 0,20 $ à 0,30 $ supérieurs aux prix officiels fixés par l'État[89]. (Ultramar a cessé ses importations de T.J. moyen après 1974.) D'autre part, le groupe Ultramar fut en mesure de compenser certains de ses frais supplémentaires en faisant, pour les voyages de retour, du transport de mazouts lourds et de minerais de fer vers la côte est des États-Unis et l'Europe respectivement[90]. L'application des taux AFRA au contrat d'affrètement pour le Canada[91] a fait apparaître néanmoins que ces économies n'ont pas bénéficié aux entreprises canadiennes d'exploitation par le biais d'une réduction des taux de fret prévus dans les contrats. Elles ne pouvaient pas les présenter sous forme de dividendes détaxés parce que les entreprises de transport étrangères n'ont jamais été la propriété de sociétés ayant leur siège social au Canada.

En résumé, les prix fob étrangers nets disponibles, eu égard à la période de 1961 à 1974 pour le T.J. moyen 26° API et à celle de 1966 à 1971 pour les autres bruts figurant aux tableaux 1 à 12 de l'annexe F, sont des chiffres fiables parce qu'ils ont été fournis directement par Ultramar (sauf à l'égard de la période 1961 à 1965 relativement à laquelle on a lieu de croire qu'ils

---

87. La spécialité de brut Mercedes a été vendue à Texaco Inc. à la fin de 1972, tandis que d'autres participations vénézuéliennes dans le brut étaient nationalisées à la fin de 1975. Voir les rapports annuels de 1972 et de 1975 d'Ultramar Company Ltd.
88. Voir la transcription, vol. 98, p. 18506.
89. Voir les pièces I-79 et I-113 (confidentielle l'une et l'autre) et le vol. 99, pp. 18608 et 18609.
90. Voir la transcription, vol. 98, p. 18493, ainsi que les rapports annuels d'Ultramar Company Ltd. (rebaptisée Ultramar PLC en janvier 1982).
91. Les taux AFRA apparaissent dans les divers contrats d'affrètement à partir de septembre 1975 (voir les pièces I-332 à 334 ainsi que I-343 et 344, toutes deux confidentielles).

sont moins fiables). Il n'a pas été possible de déterminer si, en ce qui concerne les années 1972 à 1974 et 1975 à 1981, des majorations supplémentaires ont été appliquées aux prix fob étrangers ou aux prix fob des contrats à terme et aux taux de fret respectivement au cours de la période antérieure; les données sur les prix contractuels d'Esso International n'étaient pas disponibles tandis qu'au cours de la dernière période les achats de disponible peuvent expliquer des écarts entre les prix fob et le prix officiel fixé par l'État, alors que les circonstances uniques dans lesquelles se faisaient les transports pour Ultramar rendaient difficiles les comparaisons avec les taux de fret des tiers signalés dans le cas des expéditions vers Portland.

2. Autres données sur les prix aux tiers

On a aussi pu obtenir des prix sur les ventes/achats effectués par des tiers pour la Newfoundland Refining Company Limited, Esso International/Exxon et le groupe Sun Oil en consultant des documents officiels de même que diverses publications professionnelles, universitaires et gouvernementales.

(a) Newfoundland Refining Company

Aucune information sur les prix réels n'a été déposée comme élément de preuve relativement à la Newfoundland Refining Company, qui a ouvert ses portes à Come-By-Chance en 1973 pour les fermer en 1976. Certains renseignements concernant les niveaux de ses prix fob aux tiers se retrouvent cependant dans certains contrats qu'elle a conclus avec divers fournisseurs de brut. Par exemple, le contrat conclu le 17 avril 1970 avec la BP Trading Limited[92] nous apprend que le «cours du marché» était de 1,275 $ pour de l'iranien léger 34° API et de 1,21 $ pour du koweïtien 31° API. Ces prix d'avril 1970 étaient assujettis à des hausses du coût taxes incluses[93] et à des augmentations de 0,115 $ tous les 1er juillet à partir de 1971. Dans les tableaux 3 et 10 de l'annexe F, ces prix de référence ont été rajustés de façon à fournir une série de prix fob pour la période 1970 à 1972. On n'a pas essayé de calculer les prix en vigueur de 1973 à 1976, faute de connaître la formule employée depuis 1973 pour calculer les coûts de participation (associés à la nationalisation partielle). Un autre contrat a été signé le 9 mai 1973 avec Petromin (la société d'État de l'Arabie saoudite) pour des livraisons effectuées de juin 1973 à la fin de 1975. Ce contrat établissait le prix fob du saoudien léger à 7 p. 100 de moins que le prix officiel fixé par l'État (voir le tableau 1 de l'annexe F)[94].

---

92. Voir les pièces I-299 et I-322.
93. L'ICOPP a fourni des données sur le coût taxes incluses pour différentes années. Voir les tableaux 3 et 10 de l'annexe F.
94. Voir la pièce I-322. Pour ce qui est du saoudien extra léger et du saoudien lourd, les rabais étaient de 3,328 et 7,30 p. 100 respectivement.

(b) Esso International/Exxon

Impériale a dévoilé à la Commission les prix fob auxquels Esso International/Exxon a vendu à des tiers entre 1960 et 1975 du brut vénézuélien moyen (24 à 26° API) et léger (31 à 35° API). A la demande de la Commission, les données sur les prix des transactions pour chaque acheteur/société ont été réparties entre acheteurs intégrés et non intégrés[95]. Les acheteurs pour le compte de sociétés pétrolières «intégrées» ont été définis comme ayant accès à d'importants approvisionnements de brut étranger, soit directement, soit par l'entremise de sociétés associées pour au moins une certaine période de temps entre 1960 et 1975.

Les prix minimums et maximums déclarés par année par les acheteurs non intégrés ont servi à calculer les fourchettes de prix dont font état les tableaux 5 et 6 de l'annexe F (Lagomedio 32° API), 7 de l'annexe F (T.J. moyen 26° API) et 12 de l'annexe F (Guanipa 30°, T.J. léger 31°, Lagomedio 32° et Oficina 33° et 34° API).

Les données concernant les fourchettes de prix d'Esso International/Exxon étaient plus fiables pour la décennie 1960-1970 que pour les années 1971 à 1975, car les nombreuses variations observées dans les prix ont privé les données annuelles sur les fourchettes de prix d'une partie de leur utilité à des fins de comparaison avec les prix mensuels relevés dans d'autres sources. Les fourchettes de prix du brut vénézuélien moyen étaient fondées sur un grand nombre de transactions, alors que celles du brut vénézuélien léger ne s'appuyaient que sur quelques transactions, d'où leur moins grande utilité[96].

(c) Le groupe Sun Oil

On a pu obtenir deux séries de prix aux tiers du groupe Sun Oil. Les divers documents de Sun Canada consultés ont révélé des estimations de prix courants fob, appelés valeurs d'option, pour du Lagomedio/Lagomar 32° API (1961 à 1971) et du saoudien léger 34° API (1969 à 1971)[97]. Ceux-ci ont apparemment été calculés pour montrer de quelle façon les prix de transfert faits à Sun Canada étaient supérieurs aux prix que le groupe Sun Oil aurait pu s'attendre à tirer de ventes à des tiers en Europe et en Amérique Latine[98].

---

95. Voir les pièces I-78A (confidentielle) et I-50, annexe 3 et I-50A.
96. Durant certaines années, on a observé tantôt une seule transaction, tantôt aucune transaction de brut vénézuélien léger.
97. Voir les pièces I-16, annexe 2, I-188, I-194 et I-196.
98. Ces calculs ont été effectués pour montrer que les prix de transfert de Sun Canada ont en fait permis au groupe Sun Oil de réaliser des profits considérables sur ses ventes de brut au Canada et que ces profits devaient être inclus dans toute analyse du taux de rendement financier de la société Sun Canada.

Outre les valeurs d'option de 1962 à 1971 figurant à la pièce I-188, reproduites aux tableaux 1, 5 et 12 de l'annexe F, on a pu obtenir une fourchette de prix aux tiers de d'autres références aux prix du marché libre faites par des représentants du groupe Sun Oil. On trouvera ces chiffres également aux tableaux 1, 5 et 12 de l'annexe F[99].

Sun Oil a également communiqué à la Commission les prix mensuels de ses transactions avec des tiers (ventes et achats) de janvier à août 1974[100]. A la demande de la Commission[101], ces prix ont été de plus ventilés selon qu'il s'agissait de sociétés pétrolières intégrées ou non. (Le groupe Sun Oil n'a cependant pu classifier plusieurs de ces prix.) Les prix relatifs aux transactions qui mettent en cause des sociétés pétrolières non intégrées figurent dans les tableaux 3, 8, 10 et 12 de l'annexe F.

(d) Les enquêtes sur les prix réalisées par MM. Adelman, Newton et Blair

On trouve aussi des données sur les prix des transactions entre tiers dans les enquêtes sur les prix effectuées par MM. M.A. Adelman, W.I. Newton et J.M. Blair. M. Adelman a publié dans l'ouvrage intitulé *World Petroleum Market*[102], des données sur les prix pour 1958 à mai 1967 et pour avril 1968 à 1970 applicables à des transactions de brut de l'Afrique, du Moyen-Orient et du Venezuela effectuées par de gros acheteurs aux tiers. Puisées dans des articles de presse, ces données se présentaient en général sous forme de prix caf que l'auteur a convertis en prix fob en déduisant les coûts du fret et du crédit fournis par le vendeur. Les prix des divers bruts énoncés dans l'ouvrage précité ont été normalisés à 31° API et les diverses teneurs en soufre ont été rajustées pour permettre la comparaison avec le brut iranien lourd 31° API. Pour obtenir les prix illustrés dans les tableaux 1, 3, 8 et 10 de l'annexe F, on a inversé les opérations de normalisation utilisées par Adelman. Ces enquêtes nous en apprennent peu sur les ventes de brut vénézuélien.

Dans un rapport adressé en 1969 au Sénat américain, Newton révèle des données analogues sur les prix fob aux tiers pour des bruts du Moyen-Orient

---

99. Voir la note 10 du tableau 5 de l'annexe F pour les références citées.
100. Voir la pièce I-347.
101. Voir la pièce I-351 (confidentielle).
102. Voir M.A. Adelman, *The World Petroleum Market* (Baltimore, Presses de l'Université John Hopkins; 1972) pp. 384 à 397 et pp. 417 à 421. Voir également la pièce I-51A, intercalaire II-4, pour l'enquête sur la période comprise entre 1958 et mai 1967.

et de l'Afrique vendus entre 1960 et 1968[103]. Dans le même rapport, Blair fournit des renseignements additionnels sur les prix aux tiers, y compris les prix d'achat du brut vénézuélien 35° API signalés par Petrobras du Brésil[104] pour la période 1964 à 1966.

Les prix révélés par ces enquêtes s'appliquaient dans l'ensemble à des contrats portant sur des volumes considérables et conclus pour au moins six mois, mais, plus généralement, pour un an et plus. Ils constituent donc une source utile de renseignements sur les fourchettes de prix aux tiers à terme.

(e) Les prix à l'importation du ministère de l'Énergie des États-Unis

On a également pu obtenir des données sur les prix mensuels aux tiers du pétrole importé aux États-Unis d'octobre 1973 à 1976 et en 1979. Deux séries de prix à terme ont été calculées à partir des rapports déposés par les sociétés pétrolières au ministère de l'Énergie des États-Unis[105]. Le prix représentatif (ou médian pondéré) a été défini comme étant le plus bas prix auquel 50 p. 100 ou plus (par volume) des transactions entre tiers ont été conclues. On entend par prix maximum le plus élevé des prix qui suivent:

a) le prix le moins élevé, plus 0,10 $ le baril, auquel 50 p. 100 ou plus (par volume) des transactions entre tiers ont été conclues par mois, ou

b) le prix le moins élevé auquel 65 p. 100 ou plus (par volume) des transactions entre tiers ont été conclues.

On a utilisé les prix représentatifs pour le saoudien léger (tableau 1 de l'annexe F), l'iranien léger (tableau 2 de l'annexe F), le Tia Juana moyen (tableau 7 de l'annexe F), le nigérien léger 34° API (tableau 8 de l'annexe F), l'iranien lourd, le koweïtien 31° API et le saoudien moyen 31° API (tableau 10 de l'annexe F), et le vénézuélien léger 34° API (tableau 12 de l'annexe F). Les prix représentatifs, lorsque non disponibles pour octobre 1973 à 1974 ont été calculés en soustrayant 0,10 $ du prix maximum. Ces chiffres en raison de la définition du prix maximum ont fourni une estimation de la valeur maximum possible du prix représentatif.

---

103. Voir les déclarations de Walter I. Newton et de John M. Blair au Sénat américain lors des audiences devant le sous-comité antitrust et monopole de la Commission des affaires judiciaires, à l'occasion de la première session du 91e Congrès, *Governmental Intervention in the Market Mechanism: The Petroleum Industry*, avril 1969, pp. 41 à 76 (intercalaire II-5 de la pièce I-54A).

104. *Ibid.*, pp. 75 et 76.

105. Voir la pièce I-87 qui renferme des explications sur les données recueillies par ce ministère. Les sources des données sur les prix proviennent du *U.S. Federal Register*, vol. 40, pp. 27058 à 27060, vol. 42, pp. 22190 à 22192, vol. 43, pp. 34186 à 34191, vol. 44, pp. 30720 à 30725 et vol. 45, pp. 21342 à 21344 et 82699 à 82702.

Étant donné que ces prix sont fondés sur des transactions à terme entre tiers auxquelles étaient parties de gros acheteurs, ils sont également utiles pour comparer l'information sur le cours du marché. Les prix des bruts vénézuéliens ont été calculés d'après l'état récapitulatif des prix de toutes les importations de brut faisant partie de diverses gammes d'API variant, par exemple, entre 29° et 36° API pour les prix du pétrole 34° API. Ces normes de prix peuvent donc être moins fiables en raison des suppositions émises pour tenir compte des variations dans la teneur en soufre et dans les niveaux API. Les données sur les prix des bruts de l'Afrique et du Moyen-Orient n'ont pas posé de problèmes de ce genre. Pour les mois pendant lesquels les prix de vente officiels et les prix y afférents ont été modifiés, les prix susmentionnés peuvent être faussés à la hausse ou à la baisse selon le jour auquel le changement s'est produit.

(f) Le cours du disponible et les prix officiels

La revue *Petroleum Intelligence Weekly* (PIW) renferme des données sur les cours du disponible (prix spot) et les prix officiels en vigueur entre 1960 à 1980 du saoudien léger, du nigérien Bonny léger 37° API et du koweïtien 31° API[106]. Les cours du disponible ont été définis comme étant les prix représentatifs de cargaisons unitaires échangées sur le marché libre. Étant donné que, selon le PIW, le marché du disponible n'est vraiment apparu que vers la fin des années 1960, on a utilisé pour les périodes antérieures tous les prix de vente aux tiers pratiqués sur le marché libre. Les prix officiels désignent les prix apparaissant dans les contrats à long terme qui comptaient pour le gros des livraisons de brut. Avec les nationalisations survenues en 1973 et 1975, les gouvernements ont commencé à fixer des prix de vente officiels. Pour la période postérieure à 1972, les prix officiels fixés par l'État donnés dans la revue PIW ont été rajustés pour tenir compte de tout rabais ou prime applicable à l'ensemble des clients. On possède des données annuelles pour 1960 à 1970, semestrielles pour 1971 et 1972 et trimestrielles pour 1973 à 1980.

Par ailleurs, BP Canada a communiqué à la Commission les cours du disponible de l'iranien léger pour 1960 à 1968[107]. Adelman a aussi indiqué le cours du disponible des bruts iranien léger (1968 à 1970) et lourd (1968-1969)[108].

---

106. Voir les pièces I-18 et I-23, ou I-51A, intercalaire II-6, et I-51D, intercalaire VII-8.

107. Voir la pièce I-290.

108. Voir *op.cit.*, *W.P.M.*, pp. 417 à 421.

Les prix officiels fixés par l'État[109] proviennent de divers numéros de la publication *International Crude Oil and Petroleum Products*. Les prix affichés ont été relevés dans différents numéros de *Bulletin statistique* de l'OPEP, et des ouvrages *The World Petroleum Market* d'Adelman et *Multinational Oil* de Jacoby[110].

3. Les données sur les coûts de production ou d'acquisition

On possède peu de données relatives aux coûts pour certains types de brut mentionnés dans les tableaux 1 à 12 de l'annexe F. L'utilité de bon nombre des mesures mises au point pour calculer les coûts dépend des hypothèses sur lesquelles elles reposent.

(a) Le coût taxes incluses

Le coût taxes incluses désigne le coût du brut de concession[111] et comprend la somme des coûts de production et le prélèvement de l'État d'origine (c'est-à-dire redevances et taxes). Dans les coûts de production entrent les coûts relatifs à l'exploration au développement et à l'exploitation des gisements de pétrole brut. Alors que le prélèvement de l'État d'origine est constant, le coût de production peut varier d'une société à l'autre à l'intérieur d'un pays pour le même genre de brut (p. ex., pour le pétrole foré sur le continent ou en mer). Les chiffres relatifs au coût taxes incluses[112] donnent une estimation du coût d'acquisition ou du coût marginal assumé par la société productrice, illustrant par conséquent le prix le plus bas auquel elle pourrait vendre du brut sans subir de perte. Ces mesures ont permis de vérifier les niveaux des prix aux tiers. Tout prix off-shore net calculé se situant en-dessous du coût libéré d'impôt ferait naître des doutes. Les prix aux tiers qui figurent dans les tableaux 1 à 12 de l'annexe F (à l'exclusion des exceptions notées ci-dessus pour Petrofina et Irving) rapportent aux sociétés productrices de brut une marge bénéficiaire suffisamment élevée au-dessus du coût taxes incluses pour couvrir le coût d'option du capital investi. Témoignant pour le Directeur, MM. Brant et Davidson ont utilisé les données sur le coût taxes incluses pour calculer les «prix concurrentiels des

---

109. Pour le Venezuela, les prix officiels fixés par l'État ont été appelés valeurs minimums à l'exportation jusqu'en 1975 inclusivement, et prix de vente minimums par la suite.
110. Neil H. Jacoby, *Multinational Oil* (New York, MacMillan Publishing Co. Inc., 1974).
111. Du fait de concessions pétrolifères dont les diverses sociétés étaient propriétaires, à titre individuel, au Venezuela, au Moyen-Orient, en Afrique, etc.
112. Les données qui figurent dans les tableaux 1 à 12 de l'annexe F ont été puisées dans l'ICOPP, pièce I-16, et les *Bulletins statistiques* de l'OPEP.

approvisionnements» de saoudien léger pour 1964 à 1981, données qui comprenaient une estimation de la marge requise pour réaliser des taux de rendement de 10 et de 15 p. 100 sur le capital investi[113]. Pour récupérer les frais d'immobilisation, il fallait tout au moins compter une marge de bénéfices de 0,082 $ (en 1973)[114]. Leurs éléments de preuve concernant les «prix concurrentiels des approvisionnements» indiquent que les prix aux tiers n'étaient pas le résultat de ventes à perte, c'est-à-dire au-dessous des coûts variables moyens à court terme ou de l'ensemble des coûts originaires moyens à long terme.

(b) Le coût moyen pondéré

En 1973, le nombre de nationalisations allant croissant, les sociétés pétrolières se sont vues de plus en plus dans l'obligation de s'adresser aux États d'accueil et de payer leurs prix de vente officiels pour s'approvisionner en brut. Le coût moyen pondéré a été déterminé afin de disposer d'une estimation du coût mixte moyen, pour chaque société, du brut de concession (au coût taxes incluses) et du brut acheté auprès des États producteurs (à leurs prix de vente officiels). La formule de pondération utilisée dépendait du pourcentage de gisements de brut nationalisés par pays producteur de brut. Ce pourcentage a varié de 25 p. 100 en 1973 à 60 p. 100 en 1974 pour atteindre 100 p. 100 en 1975-1976. Même après que certains pays eurent nationalisé l'ensemble de leurs gisements de pétrole, d'autres ont continué de permettre à quelques sociétés d'avoir accès à certaines quantités de brut de concession (le Nigeria et la Lybie, par exemple). Le coût moyen pondéré a donc continué de s'appliquer dans ces pays après 1976. Les données sur les coûts moyens pondérés n'ont été calculées que pour le saoudien léger (tableau 1 de l'annexe F).

(c) Les coûts d'acquisition du ministère de l'Énergie des États-Unis

Les données sur les coûts d'acquisition figurent dans la pièce I-80[115]. Selon les témoins, MM. Brant et Davidson, les données provenaient des chiffres sur les coûts applicables aux transactions à terme entre tiers, communiquées chaque mois au ministère américain de l'Énergie (DOE)

113. Voir les pièces I-79 (confidentielle) ou I-80.

114. Les données relatives aux «prix concurrentiels des approvisionnements» du tableau 1 de l'annexe F ne portent que sur les années 1960 à 1972 parce que leur caractère semestriel les rend peu utiles, après 1970, aux comparaisons avec les prix mensuels.

115. Voir la pièce I-85 pour les feuilles de données brutes que Brant a obtenues du ministère de l'Énergie des États-Unis, et la pièce I-87 pour une explication du système de collecte des données qu'emploie ce ministère.

entre 1974 et 1981. Lorsque les témoins avaient eu le choix entre plusieurs chiffres par brut pour le même mois, ils avaient choisi le chiffre le plus élevé. Si une société a signalé plus d'un chiffre pour un mois donné on n'a retenu que le dernier chiffre ou le chiffre révisé[116]. Il pouvait s'agir du coût taxes incluses ou du coût moyen pondéré selon la nature de la propriété des types de brut importés aux États-Unis. Un examen des documents de référence du ministère de l'Énergie montre qu'en 1974, les diverses sociétés pétrolières ont réagi de façon différente aux augmentations du prélèvement de l'État d'origine ou des coûts de participation (résultant d'un accroissement de la nationalisation partielle des gisements pétroliers). Ainsi, alors que Texaco Inc. rajustait ses coûts le jour même d'un changement quelconque, Exxon ne le faisait qu'après plusieurs mois en raison des réserves importantes qu'elle conservait dans ses terminaux de transbordement des Antilles et à bord de sa flotte de pétroliers.

(d) Les coûts d'acquisition publiés dans International Crude Oil and Petroleum Product (ICOPP)

Les estimations des cours du marché d'ICOPP ont été obtenues en rajustant les prix de vente officiels fixés par l'État pour tenir compte de tout rabais ou prime accordé à l'ensemble des acheteurs[117]. Par exemple, tout frais de gestion versé par l'État hôte aux sociétés a été traité comme un rabais quand il n'avait aucun lien avec les services réellement rendus. Là où l'exploitation du brut relevait encore, dans une certaine mesure, du domaine privé, on optait pour les coûts moyens pondérés plutôt que pour les prix officiels fixés par l'État en vue d'obtenir les coûts d'acquisition réels.

4. Les données sur les coûts de transport aux tiers

On dispose de fort peu d'éléments de preuve sur les coûts aux tiers effectivement payés pour l'affrètement à terme et au jour le jour des pétroliers et sur les frais d'assurance qui entraînent l'expédition de brut des pays producteurs aux ports canadiens (tels que Halifax, Montréal, Saint-Jean, Saint-Romuald, Holyrood, Point Tupper et Come-By-Chance) ou au terminal du pipeline de Montréal situé à Portland (Maine)[118]. Il a cependant été possible de calculer des estimations des taux d'affrètement à terme et au jour le jour pour 1958 à 1976-1977 grâce aux renseignements fournis par Impériale et à d'autres sources.

---

116. Voir la transcription, vol. 71, p. 13348.
117. Voir la pièce I-79 (confidentielle) et la pièce I-80.
118. On trouvera à la pièce I-161 les tarifs de pipeline pour 1956 à 1981.

(a) Les taux d'affrètement de pétroliers signalés pour les livraisons entre tiers vers l'Est du Canada.

De 1965 à novembre 1967, et de décembre 1967 à 1970, les taux d'affrètement à terme implicites prévus au contrat entre Murphy et le groupe BP étaient de 0,671 $ et 0,681 $ respectivement et s'appliquaient à des livraisons en provenance du golfe Persique[119]. En 1965-1966 et 1967-1968, BP a aussi accepté de livrer les bruts du groupe Murphy en provenance soit du Venezuela ou du golfe Persique au taux Intascale moins 45 p. 100. (Cela équivalait à des taux de fret de 0,663 $ en 1965-1966, de 0,828 $ dans la seconde moitié de 1967 et de 0,732 $ en 1968.) On disposait d'autres chiffres sur les taux d'affrètement à terme du groupe Murphy Oil pour juillet 1968 à avril 1973, et 1976 à 1977[120] et sur les taux d'affrètement au jour le jour 1969 et 1970[121].

En ce qui a trait aux expéditions du Venezuela à Portland, les chiffres sur les taux de fret effectivement payés déposés comme éléments de preuve sont encore plus limités. En 1967, selon une note de service interne, Petrofina déclarait avoir payé le fret au taux Intascale moins 42 p. 100, ou 0,19 $, pour des livraisons de Lagomedio tandis qu'elle avait rapporté pour cette année là des taux de fret de 0,31 $[122]. Murphy Oil a rapporté des taux entre tiers de 0,222 $ et 0,225 $ en février 1970 pour du brut vénézuélien Lagomedio (32,3°API) et Lot 17 (34,8°API). Les taux Worldscale 81 ont été en vigueur de février 1970 à février 1971 entre Punta del Palmas et Portland. Pour la période 1968 à 1970, Ultramar a signalé des taux de 0,26 $, 0,29 $ et 0,28 $ pour du brut de 26° API[123]. Il ne s'agissait cependant pas de taux entre tiers car ils comprenaient la majoration imposée par Golden Eagle Liberia Ltd.

Comme nous l'avons mentionné, les taux de fret étaient souvent exprimés en termes de remises (ou de majorations) sur le taux Intascale de base ou Worldscale aux niveaux 100 des taux (par exemple, Intascale moins 45 p. 100 ou Worldscale 65)[124]. Le taux Worldscale (Worldwide Tanker Nominal

---

119. Calculés en soustrayant les prix fob de 1,35 $ et 1,33 $ ainsi que les tarifs de pipeline figurant à la pièce I-161 des prix contractuels caf Montréal.

120. On trouvera les sources à la section 1(b) ci-dessus. Les taux étaient de 0,574 $ pour 1968 à 1970, 0,812 $ pour 1971 à septembre 1972, 0,828 $ pour octobre 1972 à avril 1973, 0,925 $ pour 1976 et 1,196 $ pour 1977.

121. Les taux de fret au jour le jour étaient de 1,279 $ pour février 1969, de 0,99 $ pour septembre 1969 et de 1,249 $ pour 1970.

122. Pièce M-529, intercalaire 1, p. 201998.

123. Pour du brut 32° API, les taux auraient été de 0.251 $, 0.279 $ et 0,270 $. Les chiffres ont servi au calcul des prix caf figurant au tableau 6 de l'annexe F.

124. Pièce I-49, pp. IV-5 et IV-6.

Freight Scale), qui constitue actuellement la norme en matière de taux d'affrètement, s'applique à des voyages inter-ports aller-retour de diverses catégories de navires. Ce taux est révisé et publié deux fois l'an. En 1970, il remplaçait le taux Intascale (International Tanker Nominal Freight Scale).

(b) Estimation des taux d'affrètement maritime utilisés pour calculer les coûts livrés aux tiers du pétrole brut.

Impériale a fourni des éléments de preuve sur des taux annuels au jour le jour et à terme (5 ans) pour des livraisons à Portland (Maine) de 1960 à 1974[125]. Ces taux provenaient de H. Clarkson and Company Limited et d'Adelman[126]. Impériale a choisi, pour représenter les taux de fret de contrat à terme annuel effectivement payés, les estimations de taux d'affrètement d'Adelman pour 1960 à la première moitié de 1967, une version corrigée des taux de Clarkson pour la deuxième moitié de 1967 à 1969 et les taux de Clarkson pour 1970 à 1974[127]. (Pour les cargaisons en provenance du Venezuela, la Commission a aussi utilisé les taux plus élevés signalés par Clarkson de 1963 à 1969 car ils tenaient compte des plus petits pétroliers souvent utilisés à partir des ports vénézueliens). Pour les taux au jour le jour, on a utilisé les taux de 1960 à 1975 mentionnés par Clarkson[128]. Puisque ces taux étaient exprimés en taux Intascale ou Worldscale, il a fallu calculer les cents par baril en appliquant les niveaux Intascale/Worldscale au taux de base ou Worldscale 100 fournis également par Impériale[129]. On a fait ces calculs à l'égard du brut 34° API des tableaux 2 et 4 de l'annexe F, du brut 32° API du tableau 6 de l'annexe F, et du brut 31° API du tableau 11 de l'annexe F. Les tableaux 8 de l'annexe E (pour les cargaisons en provenance du golfe Persique) et 9 de l'annexe E (pour les cargaisons départ La Salina, Venezuela) présentent les taux d'affrètement maritime à terme utilisés pour calculer les estimations des coûts livrés aux tiers des tableaux de l'annexe F. Le tableau 10 de l'annexe E (pour des cargaisons en provenance du golfe

---

125. Voir les pièces I-49, pp. IV-15 à IV-26 et IX-16 à IX-20; I-50, annexe 2, pp. I-11 à I-25 et annexe 4, pp. 1 à 18.

126. Voir *op.cit.*, *W.P.M.*, pp. 109, 110 et 112.

127. Voir I-49, pp. IX-17 et I-50, annexe 4, p. 8.

128. Voir I-49, pp. IX-19 et I-50, annexe 4, p. 9.

129. Voir I-50, annexe 4, pp. 6, 13 et 19 pour des livraisons entre Ras Tanura, l'Arabe saoudite et Portland; pp. 12 et 18, et l'annexe 2, p. 21 pour des livraisons à Portland à partir de Puerto La Cruz et La Salina, Venezuela, respectivements. Les taux de fret fondés sur le taux Intascale Ras Tanura ou le taux de base Worldscale tendent à exagérer légèrement à la baisse les taux réels à partir de l'Iran ou du Koweït jusqu'en 1974. De 1976 à 1977, on a calculé des taux distincts au départ de l'île de Kharg, en se fondant sur les contrats de Murphy Oil.

TABLEAU E-8

Estimations[a] des taux d'affrètement pour contrats à terme à partir du golfe Persique jusqu'à Portland, entre 1958 et 1977
(en dollars US par baril)

Date	34° API	31° API
1958	0,880*(N)	0,896*(N)
1959	0,880 (N)	0,896 (N)
1960	0,663	0,675
1961	0,663	0,675
1962	0,639	0,650
1963	0,639 – 0,680 (N)	0,650 – 0,692 (N)
1964	0,555	0,564
1965	0,555 – 0,671 (M)	0,564 – 0,683 (M)
1966	0,543 – 0,671 (M)	0,552 – 0,683 (M)
1967		
semes. 1	0,518 – 0,700 (A)	0,528 – 0,712 (A)
semes. 2	0,828 (M) – 0,843	0,843 (M) – 0,858
1968	0,499 (M) – 0,732	0,508 (M) – 0,745
1969	0,593 (F) – 0,692	0,603 (F) – 0,704
1970	1,235	1,257
semes. 1	0,660 (M) – 0,902	0,671 (M) – 0,917
semes. 2	1,249 (M) – 1,581	1,271 (M) – 1,609
1971	1,191	1,212
semes. 1	1,417	1,442
semes. 2	1,016	1,033
1972	0,925	0,942
semes. 1	0,925	0,942
semes. 2	0,939	0,955
1973	1,649	1,679
1974	1,850	1,883
1975	n.d.	n.d.
1976[b]	0,848 (M)	0,941 (M)
1977[b]	1,118 (M)	1,217 (M)

Notes:

(a) Les lettres entre parenthèses identifient les estimations fondées à partir des données de Newton (N), Murphy (M), Adelman (A) et la Federal Trade Commission (F). Les autres données proviennent des taux d'affrètement représentatifs pour contrats à terme choisis par Impériale. (Voir le texte de l'annexe pour des renseignements plus complets.)

(b) Les taux d'affrètement à partir de l'île de Kharg (Iran) étaient de 0,925 (34°) et de 1,196 (34°) pour 1976-1977.

* Le taux de 1959 signalé par Newton (N) a aussi été utilisé pour 1958.

TABLEAU E-9

Estimations[a] des taux d'affrètement pour contrats à terme à partir de La Salina (Venezuela) jusqu'à Portland, entre 1960 et 1972.
(en dollars US par baril)

Date	Brut de 32° API	
1960	0,181	
1961	0,181	
1962	0,174	
1963	0,174	– 0,194 (C)
1964	0,151	– 0,197 (C)
1965	0,151 (M)	– 0,190 (C)
1966	0,148	– 0,190 (C)
1967		
semes. 1	0,141	– 1,190 (C)
semes. 2	0,181	– 0,226 (C)
1968	0,108 (M)	– 0,196 (C)
1969	0,128 (F)	– 0,187 (C)
1970	0,226	– 0,278
semes. 1	0,203	– 0,226
semes. 2	0,278	– 0,356
1971	0,275	
semes. 1	0,234	– 0,327
semes. 2	0,327	
1972	0,210	
semes. 1	0,210	
semes. 2	0,213	

Note:
(a) Les lettres entre parenthèses identifient les estimations fondées à partir des données de Clarkson (C), Murphy (M) et la Federal Trade Commission (F). Les autres données proviennent des taux d'affrètement pour contrats à terme représentatifs choisis par Impériale. (Voir le texte de l'annexe pour des renseignements plus complets.)

TABLEAU E-10

Estimations[a] des taux d'affrètement au jour le jour à partir du golfe Persique jusqu'à Portland, entre 1960 et 1974
(en dollars US par baril)

Date	34° API	31° API
1960	0,663	0,675
1961	0,639	0,650
1962	0,711	0,724
1963	0,784 (N) – 0,856	0,797 (N) – 0,871
1964	0,772	0,785
1965	0,723	0,736
1966	0,651	0,663
1967	1,288 (N) – 1,469	1,311 (N) – 1,495
semes. 1	0,603	0,613
semes. 2	2,334	2,376
1968	1,251 – 1,265 (N)	1,273 – 1,287 (N)
1969	0,982 (D) – 1,279 (M)	0,999 (D) – 1,302 (M)
1970	2,340 (D) – 2,363	2,381 (D) – 2,405
semes. 1	1,556	1,584
semes. 2	2,939	2,991
1971	1,166	1,187
semes. 1	1,429	1,454
semes. 2	0,903	0,919
1972	1,020	1,038
semes. 1	0,776	0,789
semes. 2	1,279	1,301
1973	3,026	3,080
1974	1,988	2,023

Note:
(a) Les lettres entre parenthèses identifient les estimations fondées à partir des données de Newton (N), Murphy (M) et Dietze (D). Les autres données proviennent des estimations de Clarkson sur les taux d'affrètement au jour le jour fournies par Impériale. (Voir le texte de l'annexe pour des renseignements plus complets.)

Persique) présente les taux d'affrètement au jour le jour utilisés pour calculer les estimations coûts livrés aux tiers (spot) figurant aux tableaux 2, 4 et 11 de l'annexe F[130].

Les chiffres sur l'affrètement figurant dans ces tableaux ont été complétés par les renseignements présentés dans la section (a), ci-dessus, ainsi que par des renseignements puisés aux sources suivantes.

130. On n'a pas calculé des coûts de fret au jour le jour pour des cargaisons en provenance du Venezuela car on ne disposait pas des chiffres sur les prix spot fob.

Les taux de fret à terme entre tiers du golfe Persique à Portland (Maine) ont été tirés de Newton pour 1959, 1963 et 1966[131]. Les taux de fret pour les années individuelles suivantes ont été tirées du rapport de 1969 du Sénat américain intitulés *Government Intervention in the Market Mechanism: The Petroleum Industry*[132]. Par exemple, Shell et BP Trading ont signalé, pour 1968, des taux de fret maritime de contrat à terme de 0,60 $ et 0,62 $. Adelman, dans le rapport susmentionné, rapporte des taux de fret de contrat à terme de 0,70 $ pour le début de 1967 et pour 1968 tandis que le FTC évaluait le taux à 0,59 $ en 1969.

Ces taux de fret supplémentaires ont été combinés aux estimations d'Impériale pour calculer l'échelle des taux de fret qui a servi, de concert avec les prix à terme fob entre tiers, à l'obtention des prix c et f, convertis à leur tour en prix caf en ajoutant 1 p. 100 (du prix c et f) pour les frais d'assurance. Selon Newton, au cours des années 1960 les primes d'assurance représentaient en règle générale 1 p. 100 du taux[133]. Newton signale aussi des taux de fret maritimes annuels au jour le jour pour 1959 (Intascale moins 57,5 p. 100), 1963 (Intascale moins 35 p. 100) et 1967-1968 (Intascale moins 5 p. 100). Les pièces relatives à la nouvelle cotisation d'impôt de Murphy ont fourni les taux au jour le jour en provenance du golfe Persique pour 1969 (0,982 $) et 1970 (2,34 $) de Dietze[134]. On a appliqué la même formule à ces chiffres ainsi qu'aux chiffres de Murphy et d'Impériale pour calculer les prix spot c et f et caf.

On a utilisé des données d'autres sources sur le taux de fret maritime pour compléter les estimations d'Impériale, mais seulement pour les années au cours desquelles les ententes sur les taux d'affrètement sont intervenues. Par exemple, tandis que le contrat passé entre Murphy et Associated Bulk Carriers Ltd. portait sur la période 1968 à 1970, on n'a utilisé le taux Intascale moins 62,5 p. 100 seulement pour 1968 car il ne s'appliquait qu'à des contrats d'affrètement passés cette année là.

---

131. Les taux pour ces années (0,88 $, 0,68 $ et 0,55 à 0,60 $) s'appliquaient à des livraisons vers la côte est des États-Unis du nord de Cap Hattaras, ce qui équivalait à des livraisons à Portland. Voir la pièce S-5E et la pièce I-51A, intercalaire II-5.

132. *Op. cit., U.S. Senate Report*, les 11, 12 et 25 mars 1969, p. 7 (pour Adelman); pp. 171 et 172 (pour les prix de BP et Shell étudiées par Blair); et pp. 601 et 602 (pour l'estimation du taux de fret de la FTC).

133. Voir la pièce I-51A, intercalaire II-5, p. 69.

134. Voir *op. cit.*, livre III, intercalaire 192.

F

Prix fob et caf payés par les sociétés canadiennes pour les importations de bruts choisis entre 1958 et 1982

(Les tableaux F-1 à F-12 de cette annexe ont été décrits au chapitre VII, «L'importation de bruts et de produits finis entre 1958 et 1973» et au chapitre IX, «L'importation du brut depuis 1973».)

TABLEAU F-1

Évolution des coûts fob du brut saoudien léger (34,0 – 34,9° API) 1958 à 1982
(en $ US le baril, Ras Tanura, sauf indication contraire)

DATE	IRVING Saint-Jean	GULF	SUN	IMPÉRIALE Portland	IMPÉRIALE Dartmouth	IMPÉRIALE Coût moyen	TEXACO	BP	PETRO-FINA	IRVING Étranger 50%	IRVING Étranger 100%	Fourchette de prix de cession aux tiers à terme (valeurs d'options Sun)	Prix de cession spot	Prix d'approvisionnement concurrentiel* 10%	Prix d'approvisionnement concurrentiel* 15%	Prix de vente officiel*	Coût taxes incluses	Prix affiché*
1958	—	n.d.	n.d.	—	—	—	n.s*	—	n.d.	—		n.d.	n.d.			n.d.	1,09	2,08
1959	—		n.d.	—	—	—	"	—	n.d.	—		1,60	n.d.			n.d.	1,00	1,92
1er jan.							"			—								2,08*
1er mars							"			—								1,90
1er juil.		1,90					"			—								
1960			n.d.	—	—	—	"	—	—	—			1,63			1,86	0,95	1,86
1er jan.	1,90	1,90					"			—								1,90
9 août	1,80	1,80					"			—		1,33 - 1,59						1,80
1961	1,80	1,68	n.d.	—	—	—	"	—	—	—		1,62 - 1,66	1,57			1,80	0,95	1,80
1962	1,80	1,68	—	—	—	—	"	—	—	—		1,36	1,52			1,80	0,95	1,80
1er jan.							"			—								
1er août	1,80						"			—								
1963	"	—	—	—	—	—	"	—	—	—		1,40 - 1,67	1,50			1,80	0,95	1,80
1964	"	—	—	n.d.	n.d.	1,65	"	—	—	—		1,35 - 1,54	1,45	1,11	1,13	1,80	1,06	1,80
1965	"	—	—	1,61	1,65	1,62	"	—	—	—		1,35 - 1,58	1,42	1,11	1,13	1,66	1,06	1,80
1966	"	—	—	1,44*	—	1,44*	"	—	—	—		1,30 - 1,46	1,36	1,11	1,14	1,53	1,06	1,80
1967	"	—	—	1,47	—	1,47	"	—	—	—		1,34 - 1,55	1,33	1,11	1,14	1,50	1,06	1,80
1968	"	—	—	—	—	—	"	—	—	—		1,28 - 1,35	1,32	1,11	1,14	1,45	1,06	1,80
1969	"	—	1,58	—	—	—	"		—	—		1,18 - 1,30(1,30)	1,27	1,11	1,13	1,40	1,06	1,80
1970	"	—	1,58	—	—	—	"	1,35*	0,967*			1,25 -(1,30)	1,21	1,10	1,12	1,35	1,06	1,80
sept.							"			n.d.								
1971	1,69*	—		—	—	—	"	—	—	1,49	1,30	(1,65)*- (1,70)*	1,69	1,45	1,47	1,75	1,374	2,19
1er jan.	1,80		1,58				"			—		(1,29) - (1,30)	1,64	1,42	1,44	1,75	1,099	1,80
15 fév.							"			—							1,371	2,18
1er juin			1,92				"			—		(2,00)*- (2,10)*	1,74*	1,48	1,50	1,75	1,435	2,285
1er août	1,85						"			1,45	1,05							
14 nov.			1,75				"											
1972	1,95*	—	1,89	—	—	—	"	—	—	1,63	1,31		1,82	1,61	1,63	1,90	1,542	2,48
1er jan.							"			—			1,77			1,90	1,435	2,285
20 jan.							"			—							1,548	2,479
1er juil.							"			—			1,87			1,90	1,548	2,479

TABLEAU F-1 (suite)

DATE	IRVING Saint-Jean	GULF	SHELL	IMPÉRIALE		TEXACO		ULTRAMAR	PETRO-FINA	IRVING Étranger		Contrat de la Nfld. Refining Company	Prix repréa. entre tiers DOE	Prix de cession aux tiers spot	Coût moyen pondéré	Coût d'achat DOE	Prix de vente officiel
						Société											
				Société	OIP	Portland	OIP	OIP		50%	100%						
1973	2,33*	—	—	—	—	n.d.*	—	—	—	1,79*	1,26*			2,81		n.d.	2,64
jan.																	
fév.														2,08	1,778		2,10
mars															"		
avril	n.d.														"		
mai										n.d.	n.d.			2,35	1,848		2,25
juin															"		
juil.												2,70			1,922		
août												2,75		2,70	1,948		2,55
sept.												2,85			2,000		
1er oct.												2,85			2,123		
16 oct.												2,80	3,84	4,10	2,085		3,65
nov.												4,76			3,520		
déc.												4,81	3,84		3,559		
												4,68	3,81		3,464		

1974		Société							Société								
	10,01*	10,39*		10,16	10,29	n.d.*			9,786*	9,35*	8,68*			10,98			9,56
jan.	9,64						10,52			8,98	8,31	10,84	9,55	13,00	9,278	9,29	8,65
fév.	9,97						12,14			9,31	8,64	"	9,59		"	9,56	
mars	9,79						12,13			9,13	8,46	"	9,70		"	9,36	
avril	9,87						10,74		OIP	9,21	8,54	"	9,70	10,60	"	9,44	9,60
mai	—						9,84			—	—	"	9,75		"	9,60	
juin	9,90						9,83		9,80	9,24	8,57	"	9,75		"	9,47	
juil.	—						9,89			—	—	"	9,88	10,00	9,322	9,51	9,60
août	9,97						9,90			9,31	8,64	"	9,88		"	9,46	
sept.	10,05	OIP					9,90		9,80	9,39	8,72	"	9,88		"	9,47	
oct.	10,39				10,14		10,18	10,42	10,30	9,73	9,06	"	10,28	10,30	9,802	9,84	10,40
nov.	n.d.	10,51					10,37	10,76		n.d.	n.d.	10,46	10,46		10,237	10,36	
déc.	10,74	10,51	10,45		10,46		10,38	10,76		10,08	941	"	10,46		"	10,36	

TABLEAU F-1 (suite)

DATE	IRVING	TEXACO		SUN		GULF	IMPÉRIALE		ULTRAMAR	PETRO-FINA	IRVING Étranger		Contrat de la Nfld. Refining Company	Prix représ. entre tiers DOE	Prix de cession aux tiers spot	Coût moyen pondéré	Coût d'achat DOE	POFE
	Saint-Jean	Société Portland	OIP	Société	OIP	OIP	Société	OIP	OIP	OIP	50%	100%						
1975		n.d.*				—	10,46	10,44										
jan.	n.d.		10,38						10,75		n.d.	n.d.	10,46	10,47	10,42	10,244	10,36	10,463
fév.	10,83		10,38	10,46					10,76		10,59	10,36	"	10,46		"	10,37	"
mars	n.d.			10,46	10,45				10,69		n.d.	n.d.	"	10,46		"	10,37	"
avril	—				10,46			10,45	10,66		—	—	"	10,46	10,42	"	10,26	"
mai	n.d.		10,36	10,46	10,46			10,43	10,66		n.d.	n.d.	"	10,46		"	10,24	"
juin	n.d.		10,42	10,46				10,44	10,66		n.d.	n.d.	"	10,46		"	10,26	"
juil.	—		10,42	10,46-,49	10,44						—	—	"	10,44	10,43	"	"	"
août	10,62		10,43	10,47	10,47						10,38	10,15	"	10,44		"	"	"
sept.	10,63		10,42	10,51	10,51						10,39	10,16	"	10,46		"	"	"
oct.	11,70		10,95	11,54	10,53						11,46	11,23	11,51	11,48	10,46	11,267	11,28	11,510
nov.	11,59		11,48						11,69		11,35	11,12	"	11,48		"	"	"
déc.	—		11,50	11,52-,54	11,52					11,52	—	—	"	11,49		"	"	"
1976		n.d.					—	—	—		n.d.	n.d.	—		11,63			11,510
jan.	11,55		11,50	11,54	11,54									11,51	11,51	11,30	11,28	"
fév.	11,64		11,51	11,54	11,53									11,51		"	"	"
mars	—		11,51											11,49		"	"	"
avril	11,63		11,50											11,49	11,51		"	"
mai	11,64		11,50			11,52								11,50		"	"	"
juin	11,59		11,50											11,49		"	11,26	"
juil.	—		11,50											11,49	11,60	"	11,28	"
août	11,55		11,49											11,50		"	"	"
sept.	11,65		11,50											11,49		"	"	"
oct.	11,54		11,50											11,51	11,90	"	"	"
nov.	11,57		11,50	11,86	11,84									11,51		"	"	"
déc.	11,64		11,51							11,44				11,51		"	"	"

TABLEAU F-1 (suite)

DATE	SHELL	IRVING	SUN		GULF	TEXACO		ULTRAMAR	Prix repréa. entre tiers DOE	Prix de cession aux tiers spot	Coût moyen pondéré	Coût d'achat DOE	POFE
						Société							
	OIP	Saint-Jean	Société	OIP	OIP	Portland	OIP	OIP					
1977	—				—	n.d.*				12,57			12,40
jan.		12,27					12,07		12,09	12,50	11,88	11,82	12,09
fév.		12,20					12,09	12,10	12,09		"	"	"
mars		12,31					12,04	12,08	12,09		"	"	"
avril	12,96	12,34			12,08		12,03	12,06	12,09	12,45	"	"	"
mai		12,23	12,09	12,10			12,05	12,11	12,09		"	"	"
juin		12,24	12,92					12,08	12,09		"	"	"
juil.		—					12,68		12,70	12,63	12,49	12,42	12,70
août		12,83					12,62		"		"	"	"
sept.		12,85					12,68		"		"	"	"
oct.		12,94	12,73	12,73			12,69		"	12,68	"	"	"
nov.		12,88					12,69		"		"	"	"
déc.		12,46	12,73	12,73			12,69	12,70	"		"	"	"
1978	—				—			—		12,91			12,704
jan.		12,78				13,65*	12,70		12,70	12,66	12,494	12,42	"
fév.		12,76					12,70		"		"	12,43	"
mars		12,80					12,69		"		"	"	"
avril		12,74	12,62-,63	12,63			12,69		12,69	12,70	"	"	"
mai		12,83	12,72						12,70		"	"	"
juin		12,80	12,72	12,70			12,68		"		"	"	"
juil.		11,79							"	12,79	"	"	"
août		12,84					12,72		"		"	"	"
sept.		12,79					12,69		12,71		"	"	"
oct.		12,84					13,00		12,70	13,50	"	"	"
nov.		12,78					12,69		"		"	"	"
déc.		12,80					12,68		"		"	"	"

TABLEAU F-1 (suite)

DATE	IRVING	SUN		GULF	TEXACO		IMPÉRIALE		ULTRAMAR	Prix repréa. entre tiers DOE	Prix de cession aux tiers spot	Coût moyen pondéré	Coût d'achat DOE	POFE rajusté*	POFE
	Saint-Jean	Société	OIP	OIP	Société Portland	OIP	Société	OIP	OIP						
1979		—	—				n.d.								
jan.	13,69				13,68*	13,33				13,42	18,35	13,044	13,51	13,48	13,339
fév.	13,60				14,50*	13,41				13,50		"	13,47		"
mars	13,63				14,62**	13,51				13,50		"	13,49		"
avril	14,71				15,56*	15,52			14,54	14,55	27,35	14,251	14,50	16,15	14,546
mai	"					15,52		14,53		14,55		"	14,55		"
juin	18,10					17,97				17,93		"	18,00		18,00
juil.	18,06				19,04*			17,97	17,98	18,00	32,90	17,705	"	18,89	"
août	18,12									18,00		"	"		"
sept.	18,08					17,97		17,99		17,95		"	"		"
oct.	18,05			23,04	18,00*	17,97		17,99		18,00	38,17	"	"	22,84	"
nov.	24,01				24,00*	23,97		23,99		24,00		23,705	22,86		24,00
déc.	24,00					23,97		23,99		24,00		"	24,00		"
1980				—	n.d.					n.d.					
jan.	26,02					25,99		25,99			36,58	25,44	26,00	27,17	26,00
fév.	25,96					25,99		25,99				"	"		"
mars	26,03					25,98		25,99				"	"		"
avril	28,04					27,98	28,00	27,99			35,52	27,684	28,00	28,82	28,00
mai	28,79					27,97		27,98				"	"		"
juin	28,06					27,97		27,98				"	"		"
juil.	28,09		29,53			27,97		28,89	27,97		33,30	"	"	30,21	"
août	30,84					29,97		30,00				"	29,25		30,00
sept.	31,64	n.d.				29,98		30,00				"	30,00		"
oct.	31,69					29,98		31,99				"	"		"
nov.	30,40					31,98						"	32,00		32,00
déc.	32,00					31,98		31,99				"	"		"

TABLEAU F-1 (suite)

DATE	SUN		IRVING	TEXACO		IMPÉRIALE		PETRO-FINA	Prix représ. entre tiers DOE	Prix de cession aux tiers spot	Coût moyen pondéré	Coût d'achat DOE	POFE
	Société	OIP	Saint-Jean	Société Portland	OIP	Société	OIP	OIP					
1981				n.d.		n.d.		—	n.d.	n.d.			
jan.			32,00		31,94		31,98				31,62	32,00	32,00
fév.	n.d.		32,05		31,98						"	"	"
mars		37,53	32,00				32,00				"	"	"
avril	n.d.		"		31,98						"	"	"
mai	n.d.	n.d.	"		31,97			32,11			"	"	"
juin	n.d.		"		31,97		31,99				"	"	"
juil.	n.d.		"		31,97		31,99	n.d.			"	"	"
août	n.d.	33,36	"		32,76		31,99	32,01			"	32,03	"
sept.			"		32,46		32,00				"	32,06	"
oct.	n.d.		—		33,99		34,00				33,62	34,09	34,00
nov.		34,93	34,00								"	34,12	"
déc.	34,25	34,26	34,03					34,19			"	34,13	"
1982			n.d.	n.d.					n.d.	n.d.	n.d.		
jan.		—				—	—					34,16	34,00
fév.		n.d.			33,99	"	"						"
mars		—				"	"	34,01					"
avril	n.d.	—			33,99	"	"						"
mai		n.d.			n.d.	n.d.	n.d.	n.d.					"
juin		"			"	"	"	"					"
juil.		"			"	"	"	"					"
août		"			"	"	"	"					"
sept.		"			"	"	"	"					"
oct.		"			"	"	"	"					"
nov.		"			"	"	"	"					"
déc.		"			"	"	"	"					"

Remarques accompagnant le Tableau F-1 sur l'évolution des coûts fob du brut saoudien léger (34,0 — 34,9° API), 1958 à 1982

Notes sur les colonnes:

1. *Irving*: Pour la période entre 1960 et janvier-juillet 1971, où le prix était de 1,80 $, les prix indiqués à la colonne Irving Saint-Jean correspondent à ceux prévus à l'accord avec SOCAL du 14 août 1957 et selon lequel l'élément fob du prix caf était le prix affiché (voir I-318 A). Pour obtenir le prix fob du 19 août 1971, il a fallu soustraire du prix caf de 2,90 $ les coûts de fret de 1,05 $ indiqués en I-257, intercalaire 2. Les prix mensuels de 1974 à 1981 sont tirés des pièces I-265 à I-268. Les prix annuels moyens pour 1971 à 1974 auxquels est apposé un *astérisque* proviennent de la pièce I-394. Pour obtenir les prix étrangers annuels (avec *astérisque*) et mensuels pour la période août 1971 à 1975, il s'est agit de déduire du prix d'achat canadien le revenu net par baril et par année réalisé par la filiale étrangère. Ils correspondent aux prix étrangers à 100 p. 100. Quant aux prix étrangers à 50 p. 100, cela concorde avec l'affirmation de M. Arthur Irving à savoir que le revenu net de la filiale étrangère devait être partagé en parts égales avec SOCAL (voir références et calculs à l'annexe E). Pour calculer ces prix, il s'est agi de déduire du prix d'achat des importations au Canada seulement la moitié du revenu net par baril de la filiale étrangère. Les prix étrangers pour la période 1976 à 1981 ne sont pas connus parce qu'Irving Oil n'a pas fourni les revenus nets réalisés par la filiale étrangère ces années-là.

2. *Gulf*: Les prix pour la période 1959 à 1961 sont tirés des contrats (voir I-16E, nos 19 et 21) pour ces années qui renfermaient des clauses sur les prix fondées sur les prix affichés (1959, 1960), ou les prix affichés moins 0,12 $ (1961). Les prix sont donnés pour 1960 et 1961 parce que la pièce I-360, intercalaire I fait voir les importations pour ces années-là. Le prix annuel indiqué pour 1974 a été donné par Gulf à la pièce I-16E.

3. *Sun*: Les prix pour 1969 à 1972 sont ceux du pétrole de 34° indiqués à la pièce I-315B intercalaire 3 pour les importations énumérées à la pièce I-161. Le premier ensemble de prix donné pour la période 1975 à 1982 sont les prix contractuels pour le pétrole de 34° tirés de la pièce I-315B. Les autres prix pour cette période sont ceux signalés à l'OIP; leur densité API n'a pas été normalisée à 34°.

4. *Impériale:* Les prix pour 1966 sont fondés sur les prix fob Sidon dont on a déduit le droit pour le pipeline transarabien de 0,37 $ afin de les convertir en prix fob Ras Tanura. Les prix annuels pour 1974 et 1975 indiqués par Impériale correspondent simplement aux données mensuelles reportées sur l'année tandis que les données annuelles de l'OIP sont des moyennes pondérées (d'après le volume).

5. *Texaco:* Pour les années où figure la mention *n.d.*°, Texaco a fourni des renseignements sur la freinte et le taux AFRA qui peuvent être utilisés pour calculer les prix fob à partir des prix caf du tableau 2. Ceux-ci ne sont pas indiqués parce que les taux AFRA produisent des prix fob anormalement bas. Les prix signalés par Texaco pour 1978 et 1979 à la pièce I-158 sont les prix fob à un point de transchargement dans les Antilles. Le prix donné pour mars 1979 est celui du 5 février.

6. *BP*: Pour 1970, le prix indiqué est fondé sur le prix fob Sidon (1,72 $) dont on a déduit le droit pour le pipeline transarabien de 0,37 $ afin de le convertir en prix fob Ras Tanura. Le prix en vigueur le 1er janvier 1969 indiqué sur une liste de prix du 27 octobre 1969 incluse dans la pièce I-289, intercalaire 4, a été utilisé pour 1970. Les importations acheminées par le pipeline Portland jusqu'à Montréal ne sont signalées pour 1970 que dans la pièce I-291; la pièce I-289, intercalaire 4 permet de voir qu'en 1969 il n'y a pas eu d'importations directes à Montréal par navires.

7. *Petrofina*: Les prix assortis d'un *astérisque* pour 1970 à 1974 sont les prix d'achat ou d'importation canadiens annuels moyens (du pétrole brut de 34,3°, et 33,4° respectivement) dont a été déduit le dividende Pannac (c'est-à-dire de la filiale étrangère) par baril. Aucun rajustement ne s'imposait pour la densité, puisque celle-ci se situait dans la gamme prévue au contrat (33,0 à 34,9°). Les prix OIP sont également indiqués pour 1974, 1975, 1976 et 1981.

8. *Fourchette de prix de cession aux tiers à terme*: Les valeurs minimums et maximums indiquées dans cette colonne représentent les prix des opérations à terme pour différentes sources. Certains des prix donnés pour la période 1960 à 1967 se trouvent dans l'enquête d'Adelman pour 1958 à 1967 que renferme le document intitulé *The World Petroleum Market* (W.P.M.), pages 384 à 397 (voir la pièce I-51A, intercalaire II-4). Les prix originaux qu'indique Adelman ont été normalisés en fonction du pétrole de densité 31,0° API et rajustés pour tenir compte des niveaux de soufre, à raison de 0,015 $ par degré API et de 0,01 $ le baril respectivement pour le brut saoudien léger de 34,0°. L'on a obtenu les prix indiqués dans cette colonne en inversant la méthode utilisée par Adelman, c'est-à-dire en ajoutant 0,055 $ du baril. L'on a également corrigé les erreurs d'arrondissement que renfermaient les calculs du prix fob effectués par Adelman dans tous les cas où étaient signalés des rabais par rapport aux prix affichés. Certains prix donnés pour la période 1968 à 1969 sont tirés du témoignage de Blair au Sénat américain (voir références à l'annexe E). Certains prix pour 1969 et 1970 proviennent de l'enquête sur les prix de 1968 à 1970 d'Adelman, dans W.P.M., pages 417-421. Pour la période 1959 à 1969, certains prix viennent également du témoignage de Newton au Sénat américain (voir la pièce S-5E, ainsi que la pièce I-51A, intercalaire 11-5). Pour la période 1969-1970 les valeurs d'option Sun tirées de la pièce I-188 du 10 mai 1971 sont également publiées et elles sont indiquées entre parenthèses. D'autres prix de cession ou valeurs d'option estimatifs pour 1969 à 1971 sont tirés des pièces Sun I-16A, intercalaire 5, pages 84108-84109; I-188, page 83927 et I-198, page 83917. Si on les ajoute aux valeurs d'option Sun que renferme la pièce I-188, l'on obtient les gammes de prix suivantes: 1,25 $ à 1,40 $ (pour 1969); 1,26 $ à 1,30 $ (pour 1970); 1,29 $ à 1,30 $ (pour le premier semestre de 1971), 2 $ à 2,10 $ (pour le second semestre de 1971) et 1,65 $ à 1,70 $ (le prix annuel moyen pour 1971). Précisons que les prix estimatifs pour 1971 ont été signalés dans des notes des mois d'avril et de mai de cette année-là. Les chiffres auxquels est apposé un *astérisque* sont donc moins sûrs. La valeur de 1,40 $ pour 1969 n'est pas utilisée parce qu'elle a été rajustée à la baisse dans des notes subséquentes. Pour la période 1973 à 1979, les prix représentatifs ou moyens du département de l'Energie (DOE) des États-Unis traduisent les prix de cession signalés par des entreprises américaines.

9. *Prix de cession aux tiers spot*: Il s'agit des prix exigés pour les ventes ne portant que sur une cargaison, mais au début des années 1960, cela englobait davantage. Pour 1971, le prix indiqué pour le 1er juin est celui de juin à décembre. Voir les pièces I-18 et I-23.

10. *Prix d'approvisionnement concurrentiel*: Il s'agit du prix minimal qui est nécessaire selon le Directeur pour absorber les coûts de production y compris le rendement du capital et le coût taxes incluses (voir la pièce I-79).

11. *Coût taxes incluses*: Il s'agit du coût du brut de concession. Il inclut les coûts d'exploitation et de production ainsi que les taxes et redevances de l'État d'origine (voir l'annexe E).

Remarques accompagnant le Tableau F-1 sur l'évolution des coûts fob du brut saoudien léger (34,0 — 34,9° API), 1958 à 1982 (suite)

Notes sur les colonnes (suite):

12. *Prix de vente officiel*: Pour la période 1958 à 1974, les prix traduisent les prix contractuels à long terme auxquels se vendait presque tout le brut; à compter de 1975, les prix sont les prix officiels fixés par l'État (POFE) qui s'appliquent aux ventes à des tiers.

13. *Prix affichés*: Le prix indiqué pour mars 1959 est en fait celui du 13 février. Le prix affiché pour Sidon était le prix Ras Tanura majoré de 0,37 $ (pour les frais de pipeline) pour la période 1958 à 1967 (voir références à l'annexe E).

14. *Contrat de la Newfoundland Refining Company*: Les prix indiqués pour la période 1973 à 1975 sont fondés sur un contrat conclu avec Petromin (la société pétrolière du gouvernement de l'Arabie Saoudite) et doivent être établis en fonction du prix affiché moins 7 p. 100.

15. *DOE — Prix représentatif entre tiers*: Le département de l'énergie (DOE) des États-Unis a défini le prix représentatif comme étant le prix le plus bas auquel 50 p. 100 ou plus (selon le volume) des opérations avec les tiers (sociétés indépendantes) se sont effectuées au cours du mois. Il s'agit en somme du prix moyen. Voir la pièce I-84 et les références du U.S. Federal Register énumérées à l'annexe E.

16. *Coût moyen pondéré*: Pour la période 1973 à 1981, le coût moyen pondéré correspond au coût d'acquisiton ainsi qu'au coût taxes incluses résultant de la nationalisation. Il s'est révélé nécessaire de calculer ce coût en 1973 lorsque la production du brut a été partiellement nationalisée (dans une proportion de 25 p. 100). Outre leur capital investi représentant 75 p. 100 de la production, les sociétés étaient obligées de racheter 22,5 p. 100 de la part de 25 p. 100 de l'État; quant à la part restante de 2,5 p. 100, le gouvernement la vendait à des tiers. Le prix de rachat était fixé à 2,32 $ le baril jusqu'en septembre 1973; il a alors été établi à 93 p. 100 du prix affiché. Pour calculer le coût moyen pondéré des réserves de brut par société, les coefficients de pondération retenus pour le capital investi (au coût libéré d'impôt) et le brut de rachat étaient respectivement de 73,68 et 26,32 p. 100. (Ces chiffres équivalent respectivement à 75 et 22,5 p. 100 de 97,5, c'est-à-dire la proportion de la production de brut écoulée par l'intermédiaire des sociétés). Lorsque la nationalisation ou la participation a atteint 60 p. 100 en 1974, les sociétés ont été obligées d'acheter 55 p. 100 de la part de 60 p. 100 du gouvernement qui vendait aussi le reste à des tiers. Les coefficients de pondération respectifs utilisés pour obtenir les coûts moyens pondérés de 1974 et 1975 sont par conséquent devenus 42,1 et 57,9 p. 100 (c'est-à-dire 40 et 55 p. 100 de 95). Pour la période de 1976 à 1981, les chiffres sont tirés de *International Crude Oil and Product Prices* (voir la pièce I-80). Ils ont été rajustés pour tenir compte des remises ou primes applicables aux anciens propriétaires de concessions.

17. *Coût d'achat DOE*: Les chiffres sont tirés de la pièce I-80. Selon le témoignage de Brant/Davidson, les données proviennent des chiffres sur les coûts de cession entre tiers signalés au département de l'Énergie (DOE) des États-Unis. Dans les cas où il y avait plus d'un montant pour un mois donné, c'est le montant le plus élevé, selon Brant, qui a été retenu. S'il y avait plus d'une somme par mois indiquée par une société, seule la plus récente ou la somme révisée signalée par la société a été retenue (voir la transcription, vol. 7, p. 13348).

18. *POFE rajusté*: Pour 1979 et 1980, les montants indiqués correspondent aux prix officiels fixés par l'État rajustés pour tenir compte des rabais ou primes s'appliquant à tous les acheteurs (voir les pièces I-18 et I-23).

TABLEAU F-2

Comparaison entre les prix livrés caf du brut saoudien léger (34,0 – 34,9° API) 1958 à 1982
(en $ US le baril, Portland, sauf indication contraire)

	IRVING	TEXACO			SUN	IMPÉRIALE			GULF	BP	PETROFINA	IRVING		Échelle des prix de cession aux tiers à terme (Valeurs d'options Sun)	Fourchette des prix de cession aux tiers spot
												Étranger			
DATE	Saint-Jean	Portland	Halifax	Coût moyen		Portland	Dartmouth	Coût moyen				50%	100%		
1958	—	3,00	—	3,00	n.d.	—	—	—	n.d.	—	n.d.	—	—	n.d.	n.d.
1959	—	2,81	—	2,81	n.d.	—	—	—	n.d.	—	n.d.			2,51	n.d.
1er jan.		3,00	—	3,00		—	—	—				—	—		
1er mars		2,86	—	2,86		—	—	—							
15 avril		2,79	—	2,79		—	—	—							
1er mai		2,76	—	2,76		—	—	—							
1960	2,682	2,68	—	2,68	n.d.	—	—	—	n.d.	—	—	—	—	2,01-2,28	2,32
9 août	2,582		—			—	—	—							
1961	2,58	2,59	—	2,59	n.d.	—	—	—	n.d.	—	—	—	—	2,31-2,35	2,23
1er jan.		2,68	—	2,68		—	—	—		—	—				
1er fév.		2,58	—	2,58		—	—	—		—	—				
1962	2,58	2,51	—	2,51	—	—	—	—	n.d.	—	—	—	—	2,02	2,25
1er jan.		2,58	—	2,58	—	—	—	—		—	—				
1er août		2,43	—	2,43	—	—	—	—		—	—				
1963	2,58	2,43	—	2,43	—	—	—	—	—	—	—	—	—	2,06-2,37	2,31-2,38
1964	2,58	2,43	—	2,43	—	n.d.	n.d.	2,27	—	—	—	"	"	1,92-2,12	2,24
1965	2,58	2,33	2,35	2,33	—	2,26	2,22	2,25	—	—	—	"	"	1,92-2,27	2,16
1966	2,58	2,33	—	2,33	—	2,29	—	2,29	—	—	—	"	"	1,86-2,15	2,03
1967	2,58	2,33	2,33	2,33	—	2,19	—	2,19	—	—	—	"	"		2,64-2,83
jan.														1,88-2,27	1,95
juil.														2,19-2,42	3,70
1968	2,58	2,33	2,33	2,33	—	—	—	—	—	—	—	"	"	1,80-2,10	2,60-2,61
1969	2,58	2,33	2,33	2,33	2,33	—	—	—	—	—	—	"	"	1,79-2,01(2,01)	2,28-2,57
1970	2,58	2,28	2,28	2,28	2,39	—	—	—	—	2,00*	2,71*	—	—	2,51-(2,56)	3,59-3,61
jan.														1,93-(2,22)	2,79
juil.														2,52-(2,91)	4,19
1er sept.												2,30*	2,025*		

TABLEAU F-2 (suite)

DATE	IRVING	TEXACO			SUN	IMPÉRIALE			GULF	BP	PETROFINA	IRVING		Fourchette de prix de cession aux tiers à terme (Valeurs d'options Sun)	Fourchette de prix de cession aux tiers spot
												Étranger			
	Saint-Jean	Portland	Halifax	Coût moyen		Portland	Dartmouth	Coût moyen				50%	100%		
1971	2,80*	2,91	2,95	n.d.		—	—	—	—	—	—	2,60*	2,41*	(2,87)*-(2,92)*	2,89
1er jan.	2,58	2,69	2,69	2,69	2,39	—	—	—		—	—	—	—	(2,73)-(2,74)	3,10
15 fév.		2,96	2,96	2,96		—	—	—		—	—				
1er juin		3,03	3,03	3,03	2,73	—	—	—		—	—				
juil.														(3,05)*-(3,15)*	2,67
août	2,90											2,502	2,104		
14 nov.					2,56										
1972	2,89*	2,93	3,00	n.d.	2,70	—	—	—	—	—	—	2,57*	2,25*	n.d.	2,87
1er jan.		3,03	3,03	3,03		—	—	—		—	—				2,57
20 jan.		3,145	3,145	3,145		—	—	—		—	—				
1er juil.		2,90	2,90	2,90		—	—	—		—	—				3,18

TABLEAU F-2 (suite)

DATE	IRVING	TEXACO			SHELL		GULF		IMPÉRIALE		ULTRAMAR	PETROFINA		IRVING			
		Société												Étranger		Prix de cession aux tiers à terme	Prix de cession aux tiers spot
	Saint-Jean	Portland	Halifax	Saint-Romuald	OIP	Société	OIP	Société	OIP	Société	OIP	OIP	Société	OIP	50%	100%		
1973	3,57*	3,27	3,38		—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	3,03*	2,50*		5,89
jan.		3,075	3,08															5,16
fév.		"	"															
mars		"	"															
avril	3,272	3,170	3,17												2,97	2,667		5,43
mai		"	"															
juin		3,268	3,27															
juil.		3,939	3,88	4,33														5,78
août		4,009	3,95	4,399														
sept.		4,120	4,06	4,510														
1er oct.		4,437	4,37	5,047													5,54	7,20
16 oct.		5,873	5,803	6,483														
nov.		5,913	5,843	6,523													5,54	
déc.		5,816	5,746	6,426													5,51	
1974	11,91*					n.d.		n.d.		11,65	10,69		11,32*		11,25*	10,58*		13,10
jan.	11,63	12,091	12,001	12,891*	11,22										10,97	10,30	11,51	15,14
fév.	11,74	"	"	"	13,06										11,08	10,41	11,55	
mars	11,80	"	"	"	13,01										11,14	10,47	11,67	
avril	11,90	11,76	11,70	11,79*	12,09										11,24	10,57	11,67	12,71
mai		"	"		11,61												11,72	
juin	11,84	"	"	"	11,61									11,25	11,18	10,51	11,72	
juil.		11,71	11,65	11,74*	11,53												11,85	12,11
août	11,84	"	"	"	11,58										11,18	10,51	11,85	
sept.	11,78	"	"	"	11,56									11,10	11,12	10,45	11,85	
oct.	11,99	11,96	11,90	11,99*	11,90						10,57	12,87		11,55	11,33	10,66	12,25	12,41
nov.	12,43	12,14	12,08	12,17*	11,95				11,55			12,80			11,77	11,10	12,43	
déc.	12,51	12,14	12,08	12,17*	11,99		12,05		10,98		10,82	12,91			11,85	11,18	12,43	

TABLEAU F-2 (suite)

	SUN OIL		TEXACO				IRVING	GULF		IMPÉRIALE		ULTRA-MAR	PETROFINA		IRVING			
			Société												Étranger		Prix de cession aux tiers à terme	Prix de cession aux tiers spot
DATE	Société	OIP	Portland	Halifax	Saint-Romuald	OIP	Saint-Jean	Société	OIP	Société	OIP	OIP	Société	OIP	50%	100%		
1975	n.d.				—			—	—	11,75	10,83						n.d.	n.d.
jan.			12,04	11,98	—	11,92	11,92					12,91			11,68	11,45		
fév.	n.d.		"	"	—	11,91	11,85					12,92			11,61	11,38		
mars	n.d.	13,50	"	"	—		11,84					12,67			11,60	11,37		
avril		11,70	12,08	12,03	—		—				10,84	12,59			—	—		
mai	11,70	11,70	"	"	—	11,94	11,17				10,82	12,59			10,93	10,70		
juin	11,70		"	"	—	11,95	11,86				10,83	12,59			11,62	11,39		
juil.	11,70-,73	13,49	12,05	12,01	—	11,84	—								—	—		
août	n.d.	12,34	"	"	—	11,93	11,84								11,60	11,37		
sept.	n.d.	12,69	"	"	—	11,78	11,85								11,61	11,38		
oct.	n.d.	12,85	13,17	13,13	—	12,47	12,90								12,66	12,43		
nov.			"	"	—	13,02	12,79					13,27			12,55	12,32		
déc.	n.d.	12,84	"	"	—	12,99	—							12,77	—	—		
1976								n.d.		—	—	—	n.d.		n.d.			12,68
jan.	n.d.	12,86	13,00	13,01	13,11	13,01	12,88										12,48	12,56
fév.	n.d.	12,87	"	"		13,01	12,88										12,48	
mars			"	"		13,00	—										12,46	
avril			"	"		13,00	12,90										12,46	12,56
mai			"	"		12,99	12,85		12,80								12,47	
juin			"	"		12,99	12,88										12,46	
juil.			12,77	12,74		12,73	—										12,46	12,65
août			"	"		12,75	12,85										12,47	
sept.			"	"		12,75	12,86										12,46	
oct.			12,86	12,87		12,85	12,83										12,48	12,95
nov.	n.d.	12,98	"	"		12,85	12,78										12,48	
déc.			"	"		12,87	12,80							12,34			12,48	

TABLEAU F-2 (suite)

DATE	TEXACO			IRVING	SUN OIL		SHELL		GULF		ULTRAMAR		
	Société												
	Portland	Halifax	OIP	Saint-Jean	Société	OIP	Société	OIP	Société	OIP	OIP	Prix de cession aux tiers à terme	Prix de cession aux tiers spot
1977							n.d.		n.d.				13,91
jan.	13,39	13,56	13,52	13,45								13,34	13,84
fév.	"	"	13,38	13,79							13,75	"	
mars	"	"	13,34	13,48							13,91	"	
avril	"	"	13,34	13,51			13,26		13,03		14,04	"	13,79
mai	"	"	13,42	13,48	n.d.	13,08					14,05	"	
juin	"	"		13,45	n.d.						14,15	"	
juil.	14,00	14,17	13,98	—								13,96	13,97
août	"	"	14,10	14,02								"	
sept.	"	"	14,16	14,03								"	
oct.	"	"	14,17	14,00	n.d.	13,68						"	14,02
nov.	"	"	14,02	"								"	
déc.	"	"	14,03	"	n.d.	13,66					14,53	"	
1978												n.d.	n.d.
jan.	13,99	14,08	13,99	13,99									
fév.	"	"	13,98	13,94									
mars	"	"	13,99	14,04									
avril	"	"	13,92	14,01	n.d.	13,51							
mai	"	"		"	n.d.								
juin	"	"	13,99	13,98	n.d.	13,66							
juil.	"	"		14,03									
août	"	"	14,01	"									
sept.	"	"	13,95	14,02									
oct.	"	"	14,31	14,12									
nov.	"	"	14,23	14,15									
déc.	"	"	14,18	14,33									

TABLEAU F-2 (suite)

DATE	SUN OIL		IRVING	TEXACO				GULF		IMPÉRIALE		ULTRA-MAR
				Société								
	Société	OIP	Saint-Jean	Portland	Halifax	Saint-Romuald	OIP	Société	OIP	Société	OIP	OIP
1979	—	—						n.d.		n.d.		
jan.			15,43	14,22			14,91					
fév.			15,32	15,04			14,92					
mars			15,21	15,16*	15,33		14,82					
avril			16,38	16,10			17,06					16,18
mai			16,46	"			17,05				16,07	
juin			19,89	"			19,59					
juil			19,90	19,58							19,65	18,67
août			20,10	"								
sept.			20,41	"			19,68				19,80	
oct.			20,38	19,91			19,95		24,86		19,84	
nov.			26,26	25,71			25,52				25,98	
déc.			26,30	"			26,10				25,90	
1980					n.d.	n.d.		—	—	n.d.		
jan.			28,46				27,96				27,99	
fév.			28,56				27,97				27,75	
mars			28,54				28,04				27,94	
avril			30,38				29,91				29,83	
mai			30,35				29,80				29,70	
juin			30,31				29,85				29,60	
juil.		31,41	30,36				29,68				30,89	29,98
août			32,07				31,97				31,92	
sept.	31,07*		31,87				31,93				32,37	
oct.			32,05				32,01				34,25	
nov.			32,42				34,19					
déc.			34,79				34,26				34,29	

TABLEAU F-2 (suite)

	TEXACO				IMPÉRIALE		IRVING	SUN OIL		PETROFINA	
	Société										
DATE	Portland	Halifax	Saint-Romuald	OIP	Société	OIP	Saint-Jean	Société	OIP	Société	OIP
1981	n.d.	n.d.	n.d.		n.d.					n.d.	
jan.				34,14		34,29	34,07				
fév.				34,19			34,32	37,32*			
mars						34,18	34,23		37,83		
avril				34,38			33,97	37,54*			
mai				34,00			34,07	34,27	n.d.		33,87
juin				34,08		33,79	34,04	34,27			
juil.				34,00		34,17	33,96	34,22			n.d.
août				34,82		34,11	33,87	33,77	33,68		33,99
sept.				34,45		34,63	33,97				
oct.				36,02		36,38	—	33,35*			
nov.							36,03		35,41		
déc.							36,04	n.d.	35,78		36,17
1982	n.d.	n.d.	n.d.		—	—	n.d.	n.d.		n.d.	
jan.									—		
fév.				35,95					n.d.		
mars									—		35,51
avril				n.d.				31,82	—		
mai	n.d.	n.d.	n.d.	n.d.	n.d.	n.d.	n.d.	n.d.	n.d.	n.d.	n.d.
juin	"	"	"	"	"	"	"	"	"	"	"
juil.	"	"	"	"	"	"	"	"	"	"	"
août	"	"	"	"	"	"	"	"	"	"	"
sept.	"	"	"	"	"	"	"	"	"	"	"
oct.	"	"	"	"	"	"	"	"	"	"	"
nov.	"	"	"	"	"	"	"	"	"	"	"
déc.	"	"	"	"	"	"	"	"	"	"	"

Notes du tableau F-2 sur la comparaison entre les prix livrés (caf) du brut saoudien léger (34,0-34,9°API) 1958 à 1982

Notes sur les colonnes:

1. *Irving*: En ce qui concerne le prix de 2,56 $ en vigueur de 1960 à la période de janvier à juillet 1971, les prix d'achat ou d'importation caf à Saint-Jean (N.-B.) sont fondés sur le marché conclu le 14 août 1957 avec SOCAL (pièce I-318A) selon lequel le prix de 2,712 $ devait varier en fonction des modifications apportées au prix affiché fob de 1,93 $ à compter du 1er juillet 1956. En ce qui concerne les prix d'août 1971 et d'avril 1973, les prix annuels (avec *astérisque*) pour 1971 et 1974 et les prix mensuels pour 1974 à 1981, voir les pièces I-257 intercalaire 2,I-272, I-394, I-265, I-266, I-267 et I-268. Pour la période 1971 à 1975, l'on a obtenu les prix étrangers nets à 100 p. 100 et 50 p. 100 en déduisant le revenu net par baril de Bomag-Irvcal (filiale étrangère). Voir justification à la note du tableau 1. Le prix étranger pour septembre 1970 est fondé sur un prix du marché négocié de 2,025 $ qui se trouve dans un projet d'accord entre Irving Refining Limited et la Chevron Oil Sales Company (SOCAL), qui apparemment n'a jamais été signé (voir la pièce I-257, intercalaire 1). Le prix indiqué de 2,30 $ est à mi-chemin entre les prix de 2,025 $ et 2,58 $. Les prix étrangers pour la période 1976 à 1981 sont incomplets parce que les montants de revenu net de la filiale étrangère n'étaient pas disponibles.

2. *Gulf*: Parce qu'ils étaient inconnus, les coûts de fret ne pouvaient être ajoutés aux prix fob du tableau 1 pour la période 1959 à 1962.

3. *Sun*: Voir note du tableau 1. Les prix caf du pétrole de 34°indiqués pour la période 1969 à 1972 sont fondés sur les prix fob du pétrole de 34° tirés du tableau 1 et les coûts de fret indiqués en I-161. Pour 1971, l'on s'est servi de la moyenne des coûts de fret de 1970 et 1972. Le premier ensemble de prix pour la période 1975 à 1982 correspond aux prix contractuels du pétrole à 34° tirés de I-315B; les montants avec *astérisque* pour 1980 et 1981 sont les prix fob au terminus de transbordement des Antilles (Curaçao, Freeport ou Aruba). Les prix OIP pour la période 1975 à 1982 n'ont pas été corrigés en fonction du pétrole brut de 34°.

4. *Impériale*: Les montants annuels de la société indiqués pour 1974 et 1975 sont simplement les prix mensuels reportés sur l'année fondés sur les prix caf Montréal dont on a déduit le tarif du pipeline; les prix OIP annuels sont des moyennes pondérées (d'après le volume).

5. *Texaco*: Les prix de 1970 sont fondés sur le prix du pétrole de 33° de 2,26 $ indiqué en I-158. Pour 1974, aucune importation n'était déclarée pour Saint-Romuald; pour 1979, le montant de mars est celui du 5 février.

6. *BP*: Voir note du tableau 1.

7. *Petrofina*: Les montants avec *astérisque* pour 1970 et 1974 correspondent aux prix annuels moyens d'achat ou d'importation au Canada dont on a déduit le dividende Pannac (filiale étrangère) par baril. Les montants OIP sont également indiqués pour 1974, 1975, 1976 et 1981.

8. *Fourchette des prix de cession aux tiers à terme*: Ces montants correspondent aux prix caf minimums et maximums que l'on a obtenus en ajoutant à l'échelle des prix de cession à terme fob du tableau 1 les coûts estimatifs d'affrètement à terme indiqués à l'annexe E. Les coûts d'assurance de 1 p. 100 du prix coût et fret sont également inclus. Pour 1973, 1974 et 1976 à 1977, l'on a également utilisé les prix de cession à terme représentatifs ou moyens du DOE américain comme prix fob afin de calculer les prix caf.

9. *Fourchette des prix de cession aux tiers spot*: L'on a obtenu ces montants en ajoutant aux prix de cession aux tiers spot du tableau 1 les coûts estimatifs de transport spot indiqués à l'annexe E et en incluant 1 p. 100 du prix du produit débarqué pour l'assurance.

TABLEAU F-3

Comparaison entre les prix fob du brut iranien léger (34,0 – 34,9° API), 1958 à 1980 (en $ US le baril)

DATE	IRVING	GULF	IMPÉRIALE	SUN	SHELL	TEXACO	BP	PETRO-FINA	MURPHY						
	Saint-Jean								Prix étranger estimatif	Contrats BP et (Esso)	Nfld. Refining Company*	Fourchette des prix de cession aux tiers à terme	Prix de cession aux tiers spot	Coût taxes incluses	Prix affiché
1958	—	n.d.	n.d.	n.d.	—	—	—	n.d.	—	—	—	1,79	n.d.	n.d.	2,04
1959 fév.	—	n.d.	n.d.	n.d.	—	n.d.*	n.d.	n.d.	—	—	—	1,56	" "	" "	2,04 1,86
1960 août	1,86 1,78	—	n.d.	n.d.	—	n.d.*	1,79* 1,68*	1,71*	—	—	—	1,43-1,56	1,79	" "	1,86 1,78
1961	1,78	—	—	n.d.	—	n.d.*	1,43*	—	—	—	—	1,43	1,60	" "	1,78
1962	1,78	—	—	—	n.d.	n.d.*	1,43*	—	—	—	—	1,38-1,43	1,55	"	1,78
1963	1,78	1,66	—	—	n.d.	—	1,43*	—	—	—	—	1,38-1,52	1,50	"	1,78
1964	1,78	1,66	1,60	—	—	—	1,43*	—	—	—	—	1,29-1,53	1,45	"	1,78
1965 nov.	1,78 1,79	1,47 1,45	—	—	—	—	1,42*	—	—	1,35	—	1,27-1,55	1,40	" "	1,78 1,79
1966	1,79	—	—	—	—	n.d.*	1,42*	—	—	1,35	—	1,07-1,50	1,28	"	1,79
1967 déc.	1,79	1,64	—	—	—	n.d.*	1,42*	—	—	1,35 1,33	—	1,18-1,54	1,28	0,95	1,79
1968	1,79	1,44	—	—	—	n.d.*	1,42*	—	—	1,33	—	1,18-1,43	1,27-1,35	0,96	1,79
1969 jan.	1,79	—	—	—	—	n.d.*	1,30	—	—	1,33	—	1,24-1,35	1,31-1,34		1,79
avril										1,32					
mai										1,33					
juin										1,31					
juil.										1,31					
août										(1,27)					
sept.										(1,27)					
2 nov.										(1,28)					
20 nov.										(1,27)					

TABLEAU F-3 (suite)

Comparaison entre les prix fob du brut iranien léger (34,0 – 34,9° API), 1958 à 1980
(en $ US le baril)

DATE	IRVING	GULF	BP	TEXACO	SUN		PETRO-FINA	MURPHY		IRVING Étranger		Prix de cession aux tiers à terme	Prix de cession aux tiers spot	Coût taxes incluses	Prix affiché
	Saint-Jean					Nfld. Refining Company*		Prix étranger estimatif	Contrats BP Trading	50%	100%				
1970	1,79	—	—	—	—	n.d.*	1,30	0,95*		1,33		1,14 to 1,28		1,017	1,79
jan.									(1,27)				1,28		
mars									(1,27)						
avril								1,395		1,275				1,103	
juin												1,25°-1,28°			
nov.								1,395	1,36	1,361		1,31°-1,36°			
1971		1,82		n.d.*	n.d.		1,34*								
	1,68*									1,48°,1,29°		n.d.	n.d.		
jan.	1,79	1,455	1,37			1,361			1,312	—	—			1,103	1,79
15 fév.		1,75	1,65			1,628			1,582					1,370	2,17
mai								1,598							
juin		1,81	1,72			1,691		1,597	1,646					1,433	2,274
juil.						1,696		1,578	"						
août	1,85							1,463-1,66	"	1,65,1,46					
sept.								1,661	"						
oct.								1,672	"						
nov.								1,672	"						
déc.									"						
1972	1,95*	1,89		n.d.*	—		1,51*			1,63*,1,31*		n.d.	n.d.		
jan.		1,81	1,72			1,696		1,663	1,646					1,433	2,274
20 jan.		1,93	1,84			1,813			1,766					1,550	2,467
fév.								1,67							
mars															
avril															
mai															
juin															
juil.						1,818									

TABLEAU F-3 (suite)

DATE	GULF		TEXACO		SUN OIL		IRVING	BP		Nfld. Refining Company*	PETRO-FINA	MURPHY		IRVING Étranger		Prix repris. entre tiers DOE	Coût d'achat	Coût DOE	POFE
	Société	OIP	Société	OIP	Société	OIP	Saint-Jean	Société	OIP		Société	Prix étranger estimatif	Contrat BP	100%	50%				
1973	—	—	—	—	2,90	—	2,48*	2,84	—		1,61*			1,41	1,94*	—	n.d.	n.d.	—
jan.								2,05		1,885			1,835						
fév.																			
mars																			
avril							n.d.	2,14		1,976			1,928	n.d.	n.d.				
mai					2,20														
juin					n.d.			2,24		2,071									
juil.					"			2,28		2,11									
août					"			2,35		2,176									
sept.					"														
1er oct.					"					2,143						4,28			
16 oct.					"			4,06		3,565									
nov.					"			4,06		3,601						4,28			
déc.					"			3,96		3,512		n.d.				4,23			
1974			n.d.*		(Prix de cession aux tiers*) 10,80		OIP 8,43*			n.d.	(OIP) 7,64*		Murphy OIP*	7,10*	7,77*				
jan.	10,28			10,49			—	9,17	10,02		(9,81)*	n.d.	9,31			10,57	9,606	9,56	11,163
fév.	"	10,38		"	(9,94*)	10,33	9,86	9,44*	"		(9,81)*	9,326	9,29	8,53	9,20	11,62	"	"	"
mars	"	"		"			9,90		10,00			9,318		8,57	9,24	10,62	"	"	"
avril	"			10,06	(10,97*)	11,30	—		9,92		(9,81)*			—	—	11,09	"	9,63	"
mai	"	10,38		10,05			9,84		9,88					8,51	9,18	10,94	"	"	"
juin	10,41	9,93		"	(9,93*)		"							"	"	10,90	"	9,62	11,263
juil.	10,01*			10,20	(10,11*)	10,37	10,02	9,44						8,69	9,36	10,68	9,702	9,66	"
août	10,55	10,49			(10,11*)	10,27	—				(9,95)*			—	—	10,46	"	"	"
sept.				10,20			10,20				(9,95)*			8,87	9,54	10,29	"	9,62	"
oct.				10,39			—	9,19	9,06					—	—	10,50	10,037	9,98	11,044
nov.	11,59*	10,83		10,57	10,52	10,52	—	n.d.	10,80					—	—	10,64	10,45	10,42	10,672
déc.	11,02*	10,88		"	10,525	10,42	—	n.d.	10,73					—	—	10,70		10,44	"

TABLEAU F-3 (suite)

DATE	IRVING	TEXACO		BP		SHELL	SUN OIL	GULF		MUR-PHY	ULTRA-MAR	PETRO-FINA	IRVING Étranger		Prix représ. entre tiers DOE	Coût d'achat	Coût DOE	POFE
	Saint-Jean	Société	OIP	Société	OIP	OIP	Société et OIP	Société	OIP	OIP	OIP	OIP	100%	50%				
1975		n.d.°						n.d.		—								
jan.	10,86			10,77	10,78				10,68			10,68°	10,39	10,62	10,68	10,452	10,55	10,672
fév.	10,74		10,57						"			"	10,27	10,50	10,67	"	10,50	"
mars	n.d.		10,57		10,68		10,67		"		11,00	"	n.d.	n.d.	10,68	"	10,49	"
avril	—			10,76	10,60	10,67	"		"			"	—	—	10,60	"	10,46	"
mai	—				10,60		"		10,46			"	—	—	10,65	"	10,47	"
juin	n.d.		10,69		10,64	10,67	10,67°		10,68		10,92	"	n.d.	n.d.	10,64	"	10,49	"
juil.	—		10,67		10,76								—	—	10,62	"	10,47	"
août	—			10,74	10,74								—	—	10,63	"	"	"
sept.	—												—	—	10,61	"	"	"
oct.	11,84			11,62	11,62							11,65°	11,37	11,60	11,53	11,40	11,62	11,620
nov.	11,86				"							11,63°	11,39	11,62	11,59	"	11,42	"
déc.	11,78				"		11,63					11,63°	11,31	11,54	11,56	"	"	"

1976		n.d.	n.d.					n.d.		OIP (Contrat)			—		n.d.			
jan.	11,78			11,62	11,62				11,56			11,63			11,56	11,40	11,40	11,62
fév.	—			"	"		11,50		"			11,62			11,56	"	11,42	"
mars	11,86			"	"		11,61		11,55			"			11,56	"	"	"
avril	11,69			"	11,61										11,57	"	"	"
mai	—			"	11,62		11,61		11,56	(11,62)		11,60			11,59	"	"	"
juin	—			"	11,60	11,60	11,64		"	11,63					11,58	"	"	"
juil.	—			"											11,55	"	"	"
août	—			"			11,54			11,63					11,56	"	"	"
sept.	11,84			"						11,63					11,56	"	11,40	"
oct.	11,77			"											11,57	"	"	"
nov.	—			"						11,56					11,62	"	11,42	"
déc.	11,73			"											11,59	"	"	"

TABLEAU F-3 (suite)

DATE	IRVING	SUN OIL		GULF	MURPHY		PETRO-FINA	ULTRAMAR	Prix repréa. entre tiers DOE	Coût d'achat	Coût DOE	POFE	DATE	BP		PETRO-FINA			
	Saint-Jean	Société	OIP	OIP	OIP	Prix contractuels	OIP	OIP						Société	OIP	OIP	Coût d'achat	Coût DOE	POFE
1977													1979						
jan.	—				12,82				12,77	12,59	12,81	12,81	jan.	13,45			13,23	19,21	13,45
fév.	12,98	12,81		12,79	"		12,80		12,78	"	"	"	fév.				"	"	"
mars	—	12,78			"				"	"	12,62	"	mars		17,63		"	"	"
avril	12,92		12,81						"	"	12,64	"	avril				16,57	16,81	16,57
mai	—				12,82			12,66*	12,79	"	"	"	mai				"	17,49	17,17
juin	—	12,91			"				12,78	"	"	"	juin				"	20,21	18,47
juil.	—		12,91			12,81			12,76	"	"	"	juil.			22,10	22,00	21,99	22,00
août	—					"			12,76	"	"	"	août				"	22,11	"
sept.	—					"			12,75	"	12,81	"	sept.				"	28,74	"
oct.	—				12,82	"			"	"	"	"	oct.			23,78	"	29,44	23,71
nov.	—				12,80	"			"	"	12,63	"	nov.				"	31,40	"
déc.	—				12,82	"			"	"	"	"	déc.				"	"	28,71
1978				—	—	—	—	—					1980	—	—	—	n.d.	n.d.	
jan.	—								12,75	12,59	12,81	12,81	jan.						30,37
fév.	—								12,77	"	"	"	fév.						"
mars	—								12,74	"	"	"	mars						"
avril	12,99								12,76	"	12,67	"	avril						35,37
mai	—							12,80	12,74	"	12,69	"	mai						"
juin	12,88	12,62	12,62					12,80	12,73	"	12,59	"	juin						"
juil.	—								12,70	"	12,66	"	juil.						"
août	12,93		12,59						12,72	"	"	"	août						"
sept.	12,91		12,65						12,75	"	"	"	sept.						"
oct.	—	n.d.							12,72	"	"	"	oct.						"
nov.	—								12,81	"	12,69	"	nov.						"
déc.	—								12,81	"	12,66	"	déc.						"

Notes du tableau F-3 sur la comparaison entre les prix fob du brut iranien léger (34,0-34,9° API), 1958 à 1980

Notes sur les colonnes:

1. *Irving*: En ce qui concerne le prix de 1,79 $ en vigueur de 1960 à janvier-juillet 1971, les montants indiqués dans la colonne de Saint-Jean (N.-B.) correspondent à l'accord conclu le 14 août 1957 avec SOCAL selon lequel la composante fob du prix caf est le prix affiché. Pour la période d'août 1971 à 1975, l'on a obtenu les prix étrangers annuels (avec *astérisque*) et mensuels à 100 p. 100 et 50 p. 100 en déduisant des prix d'achat canadiens le revenu net (ou la moitié du revenu net) réalisé par baril et par année par la filiale étrangère. Les prix étrangers pour la période 1976 à 1981 sont incomplets étant donné qu'Irving Oil n'a pas fourni les revenus nets de la filiale étrangère. Voir les références et des détails supplémentaires au tableau 1 et à l'annexe E.

2. *Gulf*: Le prix contractuel (voir I-16E, n° 22) pour 1964 (au prix affiché moins 0,12 $) est indiqué parce que la pièce I-360, intercalaire 1 fait voir les importations cette année-là. Les prix pour la période 1967 à 1974 ont été corrigés en fonction du pétrole de densité 34° par l'application de la formule de 0,02 $ par degré API jusqu'en 1973, 0,015 $ en 1974. Les prix mensuels indiqués pour 1971 et 1972 sont les prix contractuels pour le pétrole brut iranien léger de 34° tirés des documents du secteur international déposés par le Directeur (voir Livre 6, intercalaire 240, 78768). Le prix de juillet 1974 est celui de juin; les prix indiqués pour novembre et décembre 1974 s'appliquent aux deux mois.

3. *Sun*: Les prix annuels moyens pour 1973 et 1974 sont tirés de la pièce I-161 et ont été corrigés en fonction du pétrole brut de 34° par l'application de la variante de 0,0015 $ par 0,1° API. Pour la période février à août 1974, les prix avec *astérisque* correspondent aux prix d'achat de cession versés par le Sun Group à des sociétés pétrolières non intégrées, tel qu'indiqué à la pièce I-383. Les prix de sociétés de mai 1973 et de novembre et décembre 1974 sont les prix contractuels tirés de la pièce I-315B, intercalaire 3 à 5. Les prix contractuels tirés de la même source sont également indiqués pour 1975 à 1978. En 1975, ceux-ci incluaient les prix avec *astérisque* plus les prix OIP indiqués. En 1976, les prix contractuels étaient de 11,50 $ (février), 11,55 $ et 11,62 $ (mars), 11,64 $ (mai) et 11,65 $ (juin). A compter de juin 1978, les prix contractuels indiqués incluent un droit d'agence ou de manutention de 0,02 $ le baril versé à Sun International.

4. *Texaco*: Bien que l'on puisse obtenir les prix estimatifs de a) 1958, 1959, 1962 et 1966 à 1969 en soustrayant le taux AFRA de Ras Tanura à Portland déclaré par Texaco du prix caf jusqu'à Portland indiqué au tableau 4 et b) les prix 1970 à 1975 à partir des taux AFRA pour les trajets de l'Iran à Portland, ceux ci ne sont pas indiqués parce que l'utilisation de taux AFRA produit des prix fob faussés à la baisse. Les importations de 1976 à 1978 ont été déclarées par Texaco à la pièce I-158, mais il n'y a pas de données OIP sur les prix publiés pour ces années-là.

5. *BP*: Pour la période 1960 à 1968, les prix fob réels versés par BP Canada à BP Trading n'étaient pas publiés. Les prix indiqués sont tirés des dossiers de BP Trading (voir I-290), qui étaient apparemment les prix offerts à tous les clients, y compris BP Canada. Dans ce cas, les prix indiqués pour BP Canada avant 1969 représenteraient un autre ensemble de prix de cession ainsi que les prix accordés à BP Canada. Le prix fob tirés de I-290 pour la période 1960 à 1970 correspondent à ceux obtenus au moyen des prix contractuels caf en vigueur pour ces années-là (voir I-289, intercalaires 1 et 2) moins les taux de fret indiqués à I-290 qui étaient apparemment les frais de transport réels de BP Canada. Les prix indiqués pour février 1974 sont ceux du 10 janvier.

6. *Petrofina*: Les prix avec *astérisque* indiqués pour 1960 et 1970 à 1975 sont les prix d'achat ou d'importation canadiens dont on a soustrait le dividende Pannac (filiale étrangère) par baril. Il n'était pas nécessaire d'effectuer de correction pour la densité API étant donné que le brut importé se situait dans les marges (33,0 à 34,9°API) prévues aux contrats pour 1970 à 1974.

7. *Murphy*: Il y a deux ensembles de prix indiqués. L'on a obtenu les prix étrangers estimatifs pour 1970 en soustrayant du prix d'importation canadien le revenu net par baril Tepwin (filiale étrangère) et le taux de fret de 0,574 $ signalé dans les pièces déposées au sujet de la nouvelle cotisation d'impôt touchant Murphy Oil Québec (Spur Oil Ltd.). Voir les références citées à l'annexe E sur le Murphy Oil Group. Pour la période 1971 à 1972, l'on a estimé les prix étrangers nets en déduisant des prix d'importation ou d'achat canadiens le revenu net par baril Tepwin et le taux de fret fixe de 0,812 $ pour 1971 (1,249 $ pour juin, juillet et le 1er août 1971) et de 0,812 $ pour 1972. Vu l'absence de données sur les taux de fret , il était impossible de calculer les prix étrangers nets pour décembre 1973 et janvier 1974. Toutefois, pour février et mars 1974, l'on a utilisé les taux de fret (2,06 $ et 2,45 $) signalés par l'OIP afin de calculer les prix étrangers estimatifs pour ces mois. Les prix contractuels de BP pour 1965 à 1970 se trouvent à l'intercalaire 7 de la pièce I-289 et à l'intercalaire 22 du Livre II de *Spur Oil Ltd. c. la Reine*, 81 DTC 5168. Pour la période janvier 1971 à avril 1973, l'on a corrigé le prix négocié du 4 juin 1970 de 1,246 $ indiqué à la pièce I-375A pour tenir compte des augmentations du prélèvement de l'État d'origine (PEO) s'appliquant au Zakum 40° (d'Abu Dhabi), conformément à la clause sur le rajustement du prix incluse dans le contrat de BP. Les variations du PEO se trouvent à l'intercalaire 191 du Livre III de *op.cit.*, *Spur Oil c. la Reine* pour 1971 à 1972. Pour 1973, l'on a utilisé les variations indiquées dans ICOPP pour le Murban 39° (également d'Abu Dhabi). Pour décembre 1973 et 1974, il n'y avait pas d'élément de preuve sur les modalités des prix contractuels renégociés par BP et le Murphy Oil Group. Les prix contractuels d'Esso International pour août 1969 à mai 1970 ont été tirés du Livre III, intercalaire 191 (*op.cit.*, *Spur Oil c. la Reine*). L'on a projeté ceux-ci jusqu'à la fin de 1970 en ajoutant la hausse de novembre du prélèvement de l'État d'origine (c.-à-d. 0,086 $) pour le brut iranien léger. L'on a par ailleurs soustrait des prix ces mois-là. Pour 1976 et 1977, les prix fob déclarés à l'OIP et les prix signalés dans les contrats Marc Rich sont indiqués (voir I-126 et I-375A, point 6). Voir détails supplémentaires à l'annexe E. Dans toute comparaison des prix étrangers et contractuels, il faut noter que toutes variations de ces derniers mettent quelques mois à se répercuter sur les prix étrangers du pétrole importé déchargé à Portland. Autrement dit, le prix étranger indiqué du pétrole importé au Canada correspond à celui des achats de brut chargé au Moyen-Orient plusieurs mois auparavant. Il faut également noter une majoration de 0,12 $ le baril du prix du brut iranien léger (d'Esso International) vendu par le Murphy Oil Group à Tepwin (filiale étrangère). C'est ce qui explique la différence entre les prix contractuels et étrangers de 1970

8. *Newfoundland Refining Company*: Les prix indiqués pour 1970 à 1973 sont fondés sur le marché conclu avec BP Trading qui établissait un prix du marché de base de 1,275 $ pour avril 1970, qui devait augmenter en fonction des hausses du coût libéré d'impôt plus 0,05 $ le 1er juillet de chaque année, à compter de 1971. La Newfoundland Refining Company a été exploitée de 1973 à 1976, mais les prix ne sont pas indiqués pour 1974 à 1976 parce qu'il était impossible de déterminer les répercussions, sur la clause de rajustement des prix du marché avec BP, de la nationalisation partielle.

Notes du tableau F-3 sur la comparaison entre les prix fob du brut iranien léger (34,0-34,9° API), 1958 à 1980 (suite)

Notes sur les colonnes (suite):

9. *Fourchette des prix de cession aux tiers à terme*: Pour la période 1958 à 1970, les valeurs minimums et maximums sont fondées sur les prix signalés par Adelman, Newton et Blair (voir références à la note du tableau 1). Les données sur les prix d'Adelman pour la période 1960 à 1967 ont été corrigées en fonction du brut de 31° API à raison de 0,015 $ par degré API. L'on a obtenu les prix utilisés dans ce tableau en inversant la méthode appliquée par Adelman, c'est-à-dire en ajoutant 0,045 $ le baril. L'on a également corrigé les données d'Adelman afin d'éliminer les erreurs d'arrondissement dans les cas où il était possible d'identifier les rabais accordés sur les prix affichés; le prix le plus bas signalé en 1960 n'a pas été utilisé (voir explication dans Adelman, *The World Petroleum Market*, pp. 385 à 386). Les montants avec *astérisque* pour 1970 correspondent aux prix du marché que BP a négociés avec Murphy et Newfoundland Refining Company (voir détails supplémentaires à l'annexe E).

10. *Prix de cession aux tiers spot*: Les prix pour la période 1960 à 1967 et le prix le plus bas pour 1968 sont ceux indiqués par BP dans la pièce I-290. Le prix le plus élevé pour 1968 et les prix pour 1969 sont tirés d'Adelman, *W.P.M.*, pp. 417 à 421.

11. *Coût taxes incluses*: Il s'agit du coût du brut de concession. Il comprend les coûts de production plus les taxes et redevances de l'État d'origine mais exclut tout taux de rendement du capital d'investissement de la société de production.

12. *Prix affiché*: Jusqu'au début de 1965, le prix affiché du brut iranien léger était au départ de Bandar Mashur. À compter de novembre 1965, le prix affiché est au départ de l'île de Kharg.

13. *DOE — Prix représentatif entre tiers*: Le prix représentatif a été défini par le DOE américain comme étant le prix le plus bas auquel 50 p. 100 ou plus (selon le volume) des transactions entre tiers se sont effectuées au cours du mois. Autrement dit, il s'agit du prix médian. Les montants sont tirés de I-83 et des sources du U.S. Federal Register citées à l'annexe E. Pour la période octobre 1973 à septembre 1974, les montants indiqués représentent les prix estimatifs fondés sur les prix maximums déclarés par le DOE, dont on a déduit 0,10 $. Le prix maximum est défini comme étant le plus élevé des deux prix suivants, soit a) le prix le plus bas plus 0,10 $ le baril auquel 50 p. 100 ou plus (d'après le volume) des transactions entre tiers se sont effectuées au cours du mois, soit b) le prix le plus faible auquel 65 p. 100 (d'après le volume) ou plus des transactions entre tiers se sont effectuées. Les prix estimatifs représentatifs ou médians indiqués pour ces mois représentent les valeurs maximums que ces prix auraient pu atteindre étant donné que, d'après une comparaison limitée des prix réels et estimatifs, il est possible que les prix les plus bas soient jusqu'à 0,05 $ de moins.

14. *Coût d'achat*: Ces montants sont tirés du *International Crude Oil and Product Prices* (ICOPP) (voir la pièce I-80) et tiennent compte de tous les rabais par rapport au POFE qui peuvent s'appliquer aux anciennes sociétés pétrolières propriétaires de concessions.

15. *Coût DOE*: Les montants sont tirés de la pièce I-80. Selon Brant/Davidson, les données sont tirées des chiffres sur les coûts d'achat à terme entre tiers déclarés au ministère de l'Énergie (DOE) américain. Brant a déclaré que, lorsqu'il y avait plusieurs chiffres pour un mois donné, c'est le plus élevé qui était retenu. Dans les cas où une société a déclaré plusieurs prix pour un mois donné, seul le prix révisé ou le plus récent déclaré par la société a été retenu (voir Transcription, vol. 71, p. 13348).

16. *POFE*: Il s'agit des prix qui s'appliquent aux ventes entre gouvernement et tiers. Pour 1982, les prix indiqués de février à avril sont en fait ceux des 5, 12 et 21 février.

17. *Ultramar*: Pour 1977, le prix est celui de Sassan ou du brut iranien léger étranger.

TABLEAU F-4

Comparaison entre les prix livrés (caf) du brut iranien léger (34,0 – 34,9° API), 1958 à 1980 (en $ US le baril, Portland, sauf indication contraire)

DATE	IRVING Saint-Jean	TEXACO	SHELL	IMPÉRIALE	GULF	BP	PETRO-FINA	MURPHY			Fourchette des prix de cession aux tiers à terme	Fourchette des prix de cession au tiers spot
								Prix étranger estimatif	Contrat caf de BP Trading	Esso ou (BP) fob plus fret		
1958	—	—	—	n.d.	n.d.	—	n.d.	—	—	—	2,70*	n.d.
1959	—		—	n.d.	n.d.		n.d.	—	—	—	2,46	n.d.
jan.		3,00				n.d.						
1er mai		2,76										
1960	2,661	2,68	—	n.d.	—	2,58*	2,494*	—	—	—	2,11 – 2,25	2,4[illegible]
Août	2,58					2,48*						
1961	2,58		—	—	—	2,18*	—	—	—	—	2,11	2,26
jan.		2,68										
1er fév.		2,58										
1962	2,58	2,58	2,20	—	—	2,18*	—	—	—	—	2,04 – 2,09	2,28
			2,61*									
1963	2,58	—	2,20	—	2,72	2,11*	—	—	—	—	2,04 – 2,22	2,31 – 2,38
1964	2,58	—	—	2,24	2,70	2,11*	—	—	—	—	1,86 – 2,11	2,24
				(2,20)*								
1965	2,58	—	—	—	2,13	2,10*	—	—	2,02	—	1,84 – 2,24	2,14
	2,59											
1966	2,59	2,33	—	—	—	2,02*	—	—	2,03	—	1,63 – 2,19	1,95
1967	2,59	2,33	—	—	2,31	2,02*	—	—	2,03	—		2,59 – 2,78
jan.											1,72 – 2,26	1,90
juil.											2,39 – 2,41	3,65
1er déc.									2,01			
1968	2,59	2,33	—	—	2,07	2,02*	—	—	2,02	—	1,70 – 2,18	2,55 – 2,64
juil.										(1,923)		
1969	2,59	2,33	—	—	—	1,96	—			(1,923)	1,85 – 2,06	
jan.									2,02			2,32 – 2,65
fév.									2,02			
avril										(1,913)		
mai									—	(1,923)		
juin									—	(1,903)		
juil.									—	(1,904)		
août									—	1,862		
sept.									—	1,862		
2 nov.									—	1,874		
20 nov.									—	1,862		

TABLEAU F-4 (suite)

DATE	IRVING Saint-Jean	TEXACO	SHELL	IMPÉRIALE	GULF	BP	PETRO-FINA	Irving Étranger		MURPHY			Fourchette des prix de cession aux tiers à terme	Fourchette des prix de cession au tiers spot	SUN
								50%	100%	Prix étranger estimatif	Contrat caf de BP Trading	Esso ou (BP) fob plus fret			
1970	2,59	2,28*	—	—	—	1,96	1,98*			— —	2,02	(1.923)	2,40 -2,54	3,66 - 3,68	—
jan.												1,862	1,93*-2,20*	2,86	
avril										1,969		1,862			
juin										1,969		1,862			
juil.										1,969		1,862	2,58*-2,97*	4,26	
sept.	2,59									1,969		1,862			
14 nov.								2,31	2,025	1,969		1,949			

DATE	IRVING Saint-Jean	GULF	TEXACO	BP	SUN	PETRO-FINA	IRVING Étranger		MURPHY		Prix de cession aux tiers à terme	Prix de cession aux tiers spot
		Portland	Portland				50%	100%	Prix étranger estimatif	Contrat caf de BP Trading		
1971	2,76*	2,50			n.d.	2,496*	2,56*	2,37*			n.d.	n.d.
jan.	2,59	2,14	2,28*	2,39			—	—		2,145		
1er fév.5		2,43		2,67						2,418		
mai									2,410			
juin		2,49	3,03	2,74					2,409-,846	2,483-,924		
juil.									2,390-,827	2,483-,924		
août	2,90						2,502	2,104	2,275-,712	2,483-,924		
sept.									2,472	2,483		
oct.									2,473			
nov.									2,484			
									2,484			
1972	2,90*	Pt. Tupper 2,54			—	2,725*	2,58*	2,26*			n.d.	n.d.
jan.		2,43	3,03	2,74					2,475	2,483		
20 jan.		2,55	3,14							2,604		
fév.				2,86					2,482			
juin		2,57										
oct.										2,620		

TABLEAU F-4 (suite)

	TEXACO				BP		SUN OIL		IRVING	GULF		PETROFINA		MURPHY			IRVING Étranger		Prix de cession aux tiers à terme
	Société																		
DATE	Portland	Halifax	St-Romuald	OIP	Société	OIP	Société	OIP	Saint-Jean	Société	OIP	Société	OIP	Prix étranger estimatif	Contrat caf de BP Trading	OIP*	50%	100%	
1973		—		—	3,90	—	3,86*		3,70*	—	—	3,132*	—			—	3,16*	2,63*	
jan.					3,03									—	2,69				
fév.																			
mars																			
avril					3,12				3,272					—	2,784		2,97	2,667	
mai							3,17												
juin					3,22														
juil.	4,09*				3,26														
août	4,159*				3,33														
sept.	4,261*																		
1er oct.	4,588*																		5,99
16 oct.	6,185*				5,04														
nov.	6,227*				5,04														5,99
déc.	6,124*		6,734*		4,94									5,652	n.d.				5,94
1974							12,34*		10,44*	Pt. Tupper		9,275*			n.d.		9,78*	9,11*	
jan.	12,679	12,60	13,509	13,37	10,61	11,53			—	11,42-,43*		10,90*	11,50	5,457		11,35			12,54
fév.	"	"	"	"	11,10*	11,18	12,83	12,76	11,77		11,44	10,71*	11,31	11,366		11,74	11,107	10,44	13,60
mars	"	"	"	"		11,65			12,04		11,42			11,768			11,38	10,71	12,59
avril	12,02	11,96	12,05	11,88		11,56		13,43				10,70*	11,30				—	—	13,07
mai	"	"	"	11,89		11,52			12,08		11,51						11,42	10,75	12,92
juin	"	"	"	"					11,98	11,55-,56*	11,03						11,32	10,65	12,88
juil.	12,06	12,00	12,08	11,93	11,03			12,81	12,05	11,15-,16*							11,39	10,72	12,66
août	"	"	"					12,71	—		11,59	10,73*	11,33				—	—	12,43
sept.	"	"	"	11,93					11,97			10,69*	11,29				11,31	10,64	12,26
oct.	12,21	12,15	12,23	12,08	10,78*	10,58			—								—	—	12,47
nov.	12,39	12,33	12,41	12,28		12,32	12,05	11,66	—	11,69-,70*	11,88						—	—	12,61
déc.		"		12,27		12,28	12,06	12,64	—	12,16-,17*	11,96						—	—	12,68

TABLEAU F-4 (suite)

DATE	BP		IRVING	TEXACO		SHELL		GULF		SUN OIL		ULTRA-MAR	PETROFINA		IRVING Étranger		MURPHY		Prix de cession aux tiers à terme
				Société															
	Société	OIP	Saint-Jean	Portland	Saint-Romuald	OIP	OIP	Société	OIP	Société	OIP	OIP	Société	OIP	50%	100%	Contrat	OIP	
1975								n.d.		n.d.							—	—	n.d.
jan.	12,27	12,28	12,15	12,29	12,31				11,77				11,70*	12,01	11,91	11,68			
fév.	12,29		12,06	"		12,17			11,81				11,62*	11,93	11,82	11,59			
mars	12,31	12,29	12,10	"		12,18			11,85	11,60	11,50	13,25	11,63*	11,94	11,86	11,63			
avril	12,29	12,14	—	12,31			11,94		"	11,85	11,85		11,62*	11,93	—	—			
mai	12,30	"	—	"					11,63		11,80		11,65*	11,96	—	—			
juin	12,31	12,16	12,12	"			11,94		11,85	11,60		12,85	11,53*	11,84	11,88	11,65			
juil.	12,31	12,31	—	12,32		12,20									—	—			
août	12,36	12,35	—	"		12,13									—	—			
sept.	12,34		—	"											—	—			
oct.	13,21	13,22	13,09	"									12,61*	12,92	12,85	12,62			
nov.	13,21	"	13,05	"									12,58*	12,89	12,81	12,58			
déc.	13,22	13,23	13,10	"							12,99		12,61*	12,92	12,86	12,63			
1976					n.d.	—		n.d.		n.d.		—	n.d.		n.d.				
jan.	12,99	12,98	13,11	13,04*					12,43					12,94					12,61
fév.	"	"	—						12,44		12,84			12,89					"
mars	"	"	13,16						12,43		12,76			12,84					"
avril	"	12,97	13,14																12,62
mai	"	12,98	—						12,42		12,64			12,82					12,64
juin	"	12,96	—				13,05		12,41		12,65						12,67	12,65	12,63
juil.	"		—																12,60
août	"		—								12,64								12,61
sept.	"		13,08															12,59	"
oct.	"		13,07															12,65	12,62
nov.	"		—																12,67
déc.	"		13,01															12,68	12,64

TABLEAU F-4 (suite)

DATE	IRVING Saint-John	BP		SUN OIL		GULF	TEXACO	ULTRAMAR	PETROFINA	MURPHY		Prix de cession aux tiers à terme
		Société	OIP	Société	OIP	OIP	OIP	OIP	OIP	Contrat	OIP	
1977		—	n.d.			n.d.	—					
jan.	—	14,20*									13,94	14,11
fév.	14,34	"				13,73			14,06		14,00	14,12
mars	—	"			13,78						"	"
avril	14,34	"										"
mai	—	"						14,74*			13,99	14,13
juin	—	"			13,91						13,89	14,12
juil.	—	"										14,10
août	—	"								14,01		"
sept.	—	"								"		14,09
oct.	—	"								"	14,02	"
nov.	—	"								"	14,00	"
déc.	—	"								"	14,05	"

DATE	IRVING Saint-John	BP		SUN OIL		GULF	TEXACO	ULTRAMAR	PETROFINA	MURPHY		Prix de cession aux tiers à terme
		Société	OIP	Société	OIP	OIP	OIP	OIP	OIP	Contrat	OIP	
1978			—			—	n.d.		—	—	—	n.d.
jan.	—	14,20*										
fév.	—											
mars	—											
avril	14,23											
mai	—							14,43				
juin	14,23				13,58			14,60				
juil.	—											
août	14,23				13,55							
sept.	14,23				13,61							
oct.	—	14,29*		13,735								
nov.	—											
déc.	—											

DATE	BP		PETROFINA
	Société	OIP	OIP
1979			
jan.	14,91		
fév.			
mars		19,28	
avril			
mai			
juin			
juil.			23,90
août			
sept.			
oct.			25,11
nov.			
déc.			

DATE	BP		PETROFINA
	Société	OIP	OIP
1980	—	—	—
jan.			
fév.			
mars			
avril			
mai			
juin			
juil.			
août			
sept.			
oct.			
nov.			
déc.			

Notes du tableau F-4 sur la comparaison entre les prix livrés (caf) du brut iranien léger (34,0 — 34,9° API), 1958 à 1980

Notes sur les colonnes:

1. *Irving*: Pour la période entre 1960 et janvier-juillet 1971, où le prix était de 2,59 $, les prix d'achat ou d'importation caf à Saint-Jean sont fondés sur le marché passé le 14 août 1957 entre Irving Refining Limited et SOCAL (pièce I-318A), qui stipulait que le prix de 2,712 $ devait varier en fonction du prix fob affiché de 1,191 $ du 1er juillet 1956. Pour les prix d'août 1971, d'avril 1973, les prix annuels (avec *astérisque*) de 1971 à 1974 et les prix mensuels de 1974 à 1978, voir les pièces I-257, intercalaire 2, I-274, I-394, I-265, I-266, I-267 et I-268. Pour la période 1971-1975, les prix nets étrangers à 100 % et à 50 % ont été calculés en déduisant le revenu net (ou la moitié du revenu net) par baril de Bomag-Irvcal (filiale étrangère). Le prix étranger pour septembre 1970 est fondé sur un prix négocié de 2,025 $ qui était prévu dans un projet d'entente entre Irving Refining Limited et Chevron Oil Sales Company (SOCAL) que l'on affirme n'avoir jamais été signé (voir la pièce I-257, intercalaire 1). Le prix de 2,31 $ est la moyenne entre les prix de 2,59 $ et 2,025 $. Les prix étrangers pour la période 1976-1978 ne sont pas connus parce qu'Irving Oil n'a pas fourni les revenus nets réalisés par la filiale étrangère. Pour de plus amples renseignements, voir la note accompagnant le tableau 3 et l'annexe E.

2. *Texaco*: Les chiffres pour 1970 et janvier 1971 sont les prix du brut à 33° API, soit 2,26 $, qui ont été rajustés à 34° API. Aucune importation n'a été faite aux prix contractuels de janvier 1971 et de 1973. Pour la période allant de 1976 à 1978, les renseignements sur les importations ont été donnés en fonction de Montréal dans la pièce I-158, bien qu'aucune donnée concernant l'OIP n'ait été fournie.

3. *Shell*: Le deuxième prix de 1962 représente un achat sur disponible.

4. *Impériale*: Deux prix sont donnés pour 1964. Le premier est la somme du prix fob et du taux de fret moyen applicable au transport du brut du Moyen-Orient rendu à Portland. Le deuxième prix, entre parenthèses, est fondé sur le taux de fret moyen du Moyen-Orient rendu à Dartmouth.

5. *Gulf*: Pour 1965, le prix caf a été établi à partir de l'Intascale moins le taux de 55 % obtenu par Gulf dans son marché d'affrètement du 1er octobre 1965 (voir le document Gulf nº 62200). Ce taux de fret de 0,586 $ a été ajouté au prix fob de novembre, soit 1,47 $. Les chiffres de 1972 et 1974 portant *astérisque* désignent la livraison à Point Tupper. Il a été possible d'établir un prix caf pour 1972 en calculant un coût de transport de 0,647 $ (du même ordre que le prix mentionné pour le brut iranien lourd, soit 0,646 $, dans le Livre vert, vol. III, page 141) et en y ajoutant la freinte et les primes d'assurance estimées (fondées sur la pièce I-361, intercalaire 6, page 65320) et, à compter de février 1972, une taxe anti-pollution de 0,0228 $ au chiffre de transport par mer de 0,607 $ dont font état les documents sur le secteur international déposés par le Directeur, Livre 9, intercalaire 282, page 63047. Pour 1974, le chiffre mentionné dans le Livre vert pour le brut iranien lourd a été utilisé. Le chiffre donné pour juillet 1974 est celui de juin, tandis que les prix indiqués pour novembre-décembre 1974 s'appliquent à ces deux mois. Les chiffres de l'OIP à partir de 1974 visent les livraisons à Portland et à Point Tupper. Les documents de l'OIP pour mai 1982 font état des volumes importés mais non des prix.

6. *Sun Oil*: Les moyennes annuelles de 1973 et 1974, portant *astérisque*, sont tirées de la pièce I-16H; les prix caf mensuels pour 1973 et 1974 de la société se fondent sur les prix fob de la pièce I-315B, intercalaires 3 à 5. L'autre série de prix mensuels pour 1974 provient de l'OIP. Les prix contractuels sont également donnés pour la période 1975-1978. Le prix d'octobre 1978 comprend une commission d'agence de 0,02 $ versée à Sun International.

7. *BP*: Voir la note accompagnant le tableau 3. En 1974, le prix de février est en réalité le prix du 10 janvier, tandis que le prix d'octobre est une estimation fondée sur le taux de fret du mois précédent. En 1977 et 1978, aucune importation n'a été faite aux prix contractuels indiqués.

8. *Petrofina*: Les chiffres pour 1960 et la période 1970-1975, portant *astérisque*, sont les prix d'achat canadien ou d'importation desquels a été déduit le dividende par baril versé à Pannac (filiale étrangère).

9. *Murphy*: Trois séries de prix sont données. Pour la période allant d'avril 1970 à 1974, les prix étrangers nets ont été estimés en soustrayant du prix d'achat canadien ou du prix d'importation le revenu net par baril de Tepwin (filiale étrangère). Les prix caf stipulés dans les marchés avec BP pour la période 1965-1970 sont tirés de la pièce I-289, intercalaires 7 et 8 et du Livre I, intercalaire 22, des pièces de l'affaire *Spur Oil Ltd. c. la Reine*, 81 DTC 5168. Ils ont été obtenus en déduisant des prix caf à Montréal les frais de transport par pipeline donnés dans la pièce I-161. Pour la période allant de 1971 à avril 1973, le prix fob négocié le 4 juin 1970, soit 1,246 $, a été rajusté pour tenir compte de l'augmentation des prélèvements de l'État d'origine sur le brut Zakum (voir la note accompagnant le tableau 3), puis combiné au taux de fret fixe de 0,812 $ pour la période 1971-septembre 1972 et de 0,824 $ pour la période octobre 1972-1973 (c.-à-d., tenant compte de l'augmentation de 0,016 $ des taxes portuaires entrée en vigueur en octobre 1972). Tant pour les prix étrangers que pour les prix caf des marchés avec BP pour la période allant de juin au début-août 1971, deux séries de prix sont données, mais le prix supérieur, basé sur un taux de fret de 1,249 $, a été retenu du fait que les livraisons pendant ces mois représentaient des volumes supplémentaires à ceux prévus dans le marché original passé entre les deux parties au milieu de 1970; ces livraisons ont été faites à un taux majoré pour tenir compte de l'augmentation des taux de transport survenus à la fin de 1970. Les données sur le taux de fret et sur les prix fob n'étant pas disponibles pour calculer les prix caf du marché avec BP pour décembre 1973 et le début de 1974, les prix c et f ont été majorés de 1 p. 100, représentant les primes d'assurance. Les prix de la troisième série, couvrant la période allant de juillet 1968 à 1970, constituent la somme des coûts de transport de Murphy Group, plus les prix fob de la société Esso International, mentionnés dans le Livre I, intercalaire 22, et Livre II, intercalaire 178, de l'affaire *Spur Oil Ltd. c. la Reine*, 81 DTC 5168 et les prix fob du marché avec BP plus 1 p. 100, représentant les primes d'assurance, ajoutés aux prix c et f. Pour 1974, le prix caf est celui communiqué à l'OIP. Les prix off-shore ont été calculés pour 1974 à partir des prix donnés par l'OIP desquels a été déduit le revenu net par baril de Tepwin. Pour 1976-1977, les prix communiqués à l'OIP et les prix figurant dans les marchés de Marc Rich sont tous deux mentionnés (voir les pièces I-126 et I-375A, article 6). Pour 1971, certaines des transactions de Murphy ont été portées à la colonne Prix de cession aux tiers spot. Pour de plus amples renseignements, voir les notes accompagnant le tableau 3 et l'annexe E.

10. *Fourchette des prix de cession aux tiers à terme*: Les prix donnés pour 1958-1960, 1963 et 1966-1970 constituent la somme des prix fob de cession aux tiers à terme, dont l'échelle est donnée au tableau 3, des estimations des coûts de transport mentionnées à l'annexe 1 et de 1 p. 100 du prix de livraison, représentant les primes d'assurance. Les prix fob moyens ou représentatifs du DOE des États-Unis ont également été ajoutés à ces estimations des coûts de transport, plus 1 p. 100 du prix c et f représentant l'assurance, afin d'obtenir les prix caf pour les périodes 1973-1974 et 1976-1977.

11. *Fourchette des prix de cession aux tiers spot*: Ces prix ont été calculés à partir des prix fob de cession aux tiers spot figurant dans le tableau 3 et des coûts de transport spot mentionnés dans l'annexe E. Pour tenir compte des primes d'assurance, 1 p. 100 du prix c et f a été ajouté.

12. *Ultramar*: Pour 1977, le prix fourni se rapporte à des importations de brut iranien léger (Sassan) off-shore.

TABLEAU F-5

Comparaison entre les prix fob des bruts Lagomar[1]/Lagomedio[2] importés (31,0 — 32,9° API)[3], 1958 à 1982 (en $ US le baril à partir de ports équivalents à La Salina)[4]

DATE	SUN[2,1] 32°	TEXACO[2] 32°			IMPÉRIALE[2] 32°	GULF[1,2] 32°	SHELL[1] 32°	PETROFINA[2,1] 32°	ULTRAMAR[2,1]	SUN 32° Valeur d'options	Fourchette des prix de cession aux tiers 32°	Coût libéré d'impôt (31° API)	Prix affiché 31° API Lago-mar	Prix affiché 32° API Lago-medio
		Portland	Halifax	Moyenne										
1958	n.d.	2,79[1]	—	2,79[1]	—	n.d.	—	n.d.	—	n.d.	2,00*	1,62	2,77	2,79
1959	n.d.	2,73	—	2,73	—	n.d.	—	n.d.	—	n.d.	n.d.	1,48	2,77 2,62	2,79 2,64
1960 nov.	n.d.	2,44	—	2,44	— 2,14	n.d.	— —	2,44	—	n.d	1,41-1,80*	1,39	2,62 2,52	2,64 2,54
1961	2,10	2,44	—	2,44	2,14	2,19[1]	—	1,70	—	n.d.	n.d.	1,43	2,52	2,54
1962 1er janv. 1er août	2,48 (2,24)	2,38 2,44 2,29	—	2,38 2,44 2,29	2,14	2,19[1] (2,09)[1]	2,11* 2,06*	1,81	—	1,60	1,60-2,34	1,47	2,52	2,54
1963	2,48 (2,24)	2,29	—	2,29	2,14	—	2,11 2,08*	1,83	n.d.	1,60	1,60-2,25	1,49	2,52	2,54
1964	2,28 (2,24)	2,23* (2,29)	—	2,23*	2,14 (1,75)*	—	2,11 2,08*	1,74 (1,79)[1]	n.d.	1,63	1,60-2,54	1,45	2,52	2,54
1965	2,28 (2,24)	2,19*	—	2,19*	2,14	—	2,11 2,08*	1,75	n.d.	1,63	1,60-2,18	1,45	2,52	2,54
1966	2,21	2,19	—	2,19	2,14	—	2,11 2,08*	1,68	1,53	1,63	1,58-2,18	1,45	2,52	2,54
1967 janv. sept.	2,24	2,19	2,19	2,19	—	—	2,11 2,08* 2,00	1,68	1,63 (1,55*)[1]	1,63	1,63-1,64	1,48	2,52	2,54
1968	2,24	2,19	2,19	2,19	—	1,89[2]	2,00	1,71	1,70 (1,55*)[1]	1,80	1,70-1,80	n.d.	2,52	2,54
1969	2,24 2,23[1]	2,19	2,19	2,19	—	—	2,00 2,00[2]	1,68	—	1,70	1,65-1,80	n.d.	2,52	2,54

TABLEAU F-5 (suite)

DATE	SUN[2,1] 32°	GULF[2,1] 32°	IMPÉRIALE[2] 32°	TEXACO[2] 32°	SHELL[1] 32°	ULTRAMAR[2]	MURPHY[1]	PETROFINA[2] 32°	SUN 32° Valeur d'options	Fourchette des prix de cession aux tiers 32°	Coût libéré d'impôt (31° API)	Prix affiché 31° Lago-mar	Prix affiché API	Prix affiché 32° Lago-medio
1970	2,23[1]	—		n.d.*	2,00	—	1,75* (1,63)	1,65[2]	1,70	1,70-2,04	1,663	2,52		2,54
janv.			2,04											
avril			1,94											
20 sept.			2,15											
1971		2,54[2]	—	n.d.*	2,21	—	—	1,68[2] 1,79[1]			1,925	2,52		2,54
1er janv.	2,24[2]	2,00[2]			2,00				1,70	1,70-2,04	1,676			
1er fév.		2,22[2]												
18 mars	2,87[2]	2,54			2,00				2,87*	2,87*	1,990			
1er avril					2,33									
1er juil.					2,34									
1er oct.					2,32									
20 déc.		2,45[2]												
1972		2,66[2]	2,62	n.d.*	2,54		—	1,96[1]	n.d.	n.d.	2,192	2,52		2,54
1er janv.	2,80[1]	2,69[2]			2,56						2,212			
1er avril		2,67[2]			2,54						2,194			
mai		2,68[1]												
juin		2,65[1]												
1er juil.		2,60[2]			2,53						2,180			
1er oct.						2,59								
déc.		2,56[1]												

TABLEAU F-5 (suite)

DATE	(32°) SUN OIL[1] Société		(32°) GULF[2] Société		(32°) TEXACO[1] Société		SHELL[1] Société 32° Moins de 80 000 tonneaux	SHELL[1] Société 32° Plus de 80 000 tonneaux	PETROFINA Mar-Lago 32°	Coût d'achat DOE	Coût libéré d'impôt	Coût taxes incluses	Valeur fiscale minimum
1973	3,76	—		—	n.d.*	—			5,89	32°API	31°API	32°API	31°API
janv.	2,95						2,678	2,644		n.d.	2,305		3,249
fév.							2,724	2,689		"			
mars			2,84				2,897	2,862		"	2,517		3,610
avril							2,975	2,806		"	2,594		3,744
mai										"			
juin										"			
1er juil.			3,06				3,107	2,710		"	2,749		3,972
15 juil.							3,105	2,875		"			
août							3,363	3,133		"	3,007		4,410
sept.	4,80		3,55				3,568	3,339		"	3,203		4,760
1er oct.							3,840	3,440		"	3,493		5,203
16 oct.										"			
1er nov.							5,208	4,808		"	5,090	5,457	7,563
22 nov.							5,457	5,057		"			
déc.			5,55				5,574	5,174		"	5,206	5,70	7,762
							Majorations pour teneur en soufre et péages						
1974	12,20	OIP		OIP	n.d.*	OIP	Sortie	Entrée	OIP	—			
janv.	13,40	13,41				11,14	9,195	9,30	9,28		9,84	9,259	9,79	14,356
fév.		13,41	10,43	10,51		11,86	9,646	9,75	9,77		10,46	9,672	10,41	
mars		13,41	"			11,43			9,71		"	"	"	
avril		13,40	"			11,20			9,73		"	"	"	
mai	12,80	12,74	"			11,29			9,73		"	"	"	
juin	12,60	12,54	"	10,49		11,12			9,73		"	"	"	
juil.	12,00	11,94	10,82	10,82		11,07	9,967	10,11	10,04		10,80	10,01	10,79	14,906
août	11,50	11,50							10,07		"	"	"	
sept.	11,25	—	10,79*			11,07	10,182	10,32	10,18		10,75	"	"	
oct.	"	11,21	10,79*			11,38	10,335	10,47	10,45		11,42	"	"	
nov.		11,25				11,08			10,48		"	"	"	
déc.	11,20	11,14				11,05			10,50		"	"	11,72	

TABLEAU F-5 (suite)

	(32°) TEXACO[3]		SUN OIL[1,2]		SHELL					
			32° LAGOMAR		1	2	Coût d'achat	Coût taxes	Coût taxes	Valeur fiscale
DATE	Société	OIP	Société	OIP	OIP	OIP	DOE	incluses	incluses	minimum
1975	n.d.*					—		31°API	32°API	31°API
janv.		11,41	11,20	—	10,73		11,18	10,573	11,18	14,134
fév.		11,41	11,10	11,05	10,84		11,18			"
mars		11,35	11,10	11,05	10,75		11,17		11,08	
avril		11,31	"	11,05	10,78		11,19			
mai		11,31			10,76		11,17			
juin		11,24			10,76		11,18			
juil.					10,79		"			
août		11,19			10,77		"			
sept.		11,18			10,75			"		
oct.		12,32			11,82		12,23	11,608		15,579
nov.		12,31			11,83		"			
déc.		12,31			11,80		"			

			LAGOMEDIO						LAGOMEDIO Prix de vente minimum
1976	n.d.*		32°			—			32°API
janv.					12,32		12,226	11,608	12,40
fév.		12,41			12,24		"		
mars		12,49			12,27		"		
avril		12,45			12,34		12,49		
mai		12,44			12,34		"		
juin		12,42			12,29	12,36	"		
juil.		12,46			12,27		12,46		
août		12,44			12,26		"		
sept.		12,49			12,24		"		
oct.		12,50	12,58	12,65	12,26		12,53		12,45
nov.		12,46			12,33		"		
déc.		12,50		12,81	12,27	12,81	"		

TABLEAU F-5 (suite)

	SUN OIL[1,2]		TEXACO[2]			SHELL[1]			
	LAGOMAR		32° Société						
DATE	Société	OIP	Portland	Halifax	Moyenne	OIP	OIP	Coût d'achat DOE	Prix de vente minimum
1977	—	—			n.d.				32°API
janv.			13,64	13,64		13,67	13,58	13,70	13,64
fév.			"	"		13,68	13,58	"	
mars			"	"		13,48	13,57	"	
avril			"	"		13,70	13,58	"	
mai			"	"		13,70	13,57	"	
juin			"	"		13,64	"	"	
juil.			"	"		13,71	"	13,72	
août			"	"		13,71	13,56	"	
sept.			"	"		13,72	13,58	"	
oct.			"	"		13,71	13,58	13,73	
nov.			"	"		13,71	13,57	"	
déc.			"	"		13,69	13,57	"	
	LAGOMEDIO								
1978	32°				n.d.				
janv.			13,64	13,64		13,69	13,56	13,75	13,64
fév.			"	"		"	13,57	"	
mars			"	"		13,68	13,58	"	
avril			"	"		"	13,57	13,72	
mai			"	"		13,65	"	"	
juin			"	"		13,66	13,56	"	
juil.			"	"		"	13,56	13,71	
août			"	"		13,69	"	"	
sept.			"	"		13,65	13,57	"	
oct.			"	"		"	13,56	"	
nov.	14,25	14,26	"	"		"	"	"	
déc.			"	"		13,66	13,57	"	

TABLEAU F-5 (suite)

DATE	TEXACO[2] 32e Société Portland	TEXACO[2] 32e Société Halifax	TEXACO[2] 32e Société Moyenne	SHELL[1] OIP	SHELL[1] OIP	SHELL[1] Coût d'achat DOE	SHELL[1] Prix de vente minimum
1979			n.d.				32°API
janv.	14,32	14,32		14,34	14,24	14,40	14,32
fév.	"	"		14,36	"	14,38	
mars	"	"		14,33	"	14,44	
avril	n.d.	16,81		16,81	16,73	16,86	16,81
mai	"	17,41		17,20	17,14	17,29	17,41*
juin	"	"		17,44	17,34	17,48	
juil.	21,32	21,32		21,34	21,00	21,28	21,32
août	"	"		21,35	21,13	21,40	
sept.	"	"		"	21,00	21,49	
oct.	"	"		21,34	21,06	21,30	
nov.	"	"		21,35	21,08	21,26	
déc.	n.d.	25,22		25,23	22,68	22,72	25,22
1980	n.d.	n.d.	n.d.			n.d.	
janv.				27,23	27,19		27,22
fév.				29,34	29,15		29,22*
mars				"	29,24		
avril				"	29,24		
mai				31,07	29,59		32,72*
juin				33,23	32,53		
juil.				33,80	33,12		33,32
août				33,71	33,18		
sept.				33,74	33,17		
oct.				33,77	33,19		
nov.				33,53	33,21		
déc.				33,59	33,16		

DATE	TEXACO[2] 32e Société	SHELL[1] OIP	SHELL[1] OIP	SHELL[1] Coût d'achat DOE	SHELL[1] Prix de vente minimum
1981	n.d.			n.d.	32°API
janv.		36,70	36,74	"	36,32
fév.		36,63	36,67	"	
mars		36,85	36,68	"	
avril		36,44	36,70	"	
mai		36,74	36,74	"	
juin			36,63	"	
juil.		36,81	36,69	"	
août		36,77	36,64	"	
sept.		36,81	36,67	"	
oct.		36,85	36,58	"	
nov.		35,81	35,30	"	35,32
déc.		35,81	35,32	"	35,32
1982	n.d.			n.d.	
janv.	"	35,83	35,28	"	35,32
fév.	"	35,88	35,30	"	
mars	"		35,23	"	
avril	"	35,85		"	
mai	"		35,20	"	
juin	n.d.	n.d.	n.d.	"	
juil.	"	"	"	"	35,32
août	"	"	"	"	
sept.	"	"	"	"	
oct.	"	"	"	"	
nov.	"	"	"	"	
déc.	"	"	"	"	

Notes du tableau F-5 sur la comparaison entre les prix fob des bruts Lagomar/Lagomedio importés (31,0 à 32,9° API), 1958 à 1982

Notes générales:

1. Les sociétés ayant fourni des données relatives au brut Lagomar sont désignées par le chiffre 1 dans les titres de colonnes ou dans le tableau lui-même.

2. Pareillement, les sociétés ayant fourni des données relatives au brut Lagomedio sont désignées par le chiffre 2.

3. Les titres de colonnes renseignent sur le degré API des bruts importés par chaque société. Pour la période allant de 1960 à 1972, les prix cités par les sociétés ont été uniformisés à 32,0° API au moyen d'une formule de rajustement de 0,02 $ par degré API. Le degré API des bruts importés par Ultramar n'est pas connu.

4. Les prix fob donnés pour Impériale, Texaco, Gulf et Sun, ainsi que les prix affichés, ont trait à des chargements dans des ports équivalant à La Salina (c.-à-d. Puerto Miranda pour le brut Lagomar de Sun et Punta de Palmas pour le brut Lagomedio d'Impériale, de Gulf, de Texaco, de Petrofina, de Murphy et de Sun). Les prix fob fournis par Shell se rapportent à des chargements en partance de Cardon. Comme ce port est à proximité d'Amuay, ces prix ont été réduits de 0,03 $ aux fins de comparaison avec les prix fob. Aucun renseignement n'a été communiqué quant aux ports de chargement utilisés par Ultramar, mais les prix indiqués laissent supposer qu'il s'agit de ports équivalant à La Salina.

Notes sur les colonnes:

1. *Sun*: Les prix communiqués par Sun pour les bruts à 31° et à 33° ont été convertis à 32°. Les prix indiqués pour 1961-1965 sont tirés de la pièce I-197, qui a trait à la nouvelle cotisation établie par le ministère du Revenu national pour le début des années 1960. Les prix pour la période 1966-1969 sont fondés sur les pièces I-187, I-161 et I-315B, intercalaire 3. Les prix pour la période 1970-1974 sont fondés sur les pièces I-161, I-187, I-200, intercalaire 1 et I-349. Les prix mensuels de la société pour la période de 1973-1978, sont les prix contractuels tandis que les prix annuels moyens sont tirés de la pièce I-161 et des renseignements fournis par Sun Oil. Dans le tableau 1 de la pièce S-41, Sun Oil a fait remarquer que les prix indiqués pour 1962-1965 ont été réduits à 2,24 $ du fait qu'une nouvelle cotisation d'impôt a obligé son fournisseur à faire un remboursement. Le prix de 2,24 $ est entre parenthèses.

2. *Texaco*: Les chiffres pour la période 1961-1968 sont fondés sur les prix du brut à 31°. Le prix cité pour 1958 étant celui du brut Lagomar, il a été réduit de 0,03 $ pour le rendre équivalent au prix du brut en partance de La Salina. Le prix pour 1959 a été obtenu en soustrayant du prix caf à Montréal de 3,12 $ (voir les pièces I-161 et I-16G) les coûts de transport par pipeline (0,111 $) et les coûts de fret (0,30 $). En 1964, Texaco Canada a demandé et a obtenu une réduction de 0,075 $ le baril sur le volume de ses importations de Lagomedio à Montréal dépassant 2,7 millions de barils. Cette réduction visait à compenser les coûts plus lourds supportés lorsque des volumes supplémentaires de Lagomedio et de Lama ont été utilisés pour remplacer le brut saoudien léger pour lequel la raffinerie de Montréal était spécialement conçue. Le prix indiqué pour 1964 reflète une réduction moyenne de 0,06 $ sur l'ensemble du volume de Lagomedio importé par la raffinerie de Montréal. Le prix entre parenthèses indique le prix contractuel de la raffinerie de Montréal pour cette année-là. En 1964, le prix contractuel à Halifax est demeuré à 2,29 $ (32°), mais aucune importation n'a été signalée pour cette année-là. En 1965, semble-t-il, aucune importation n'a été faite au prix contractuel indiqué. Pour la période allant de 1970 à 1976, Texaco a fourni des données sur la freinte et sur le taux AFRA afin de permettre le calcul des prix fob à partir des prix caf du Lagomedio donnés dans le tableau 6. Ceux-ci ne sont pas indiqués du fait que l'utilisation des taux AFRA entraîne une erreur systématique à la baisse. Pour la période 1974-1982, les prix indiqués par l'OIP sont accompagnés de certains prix fob communiqués par Texaco pour la période 1977-1979 (voir la pièce I-158).

3. *Impériale*: Une conversion à 32° API a été opérée sur les chiffres portant sur la période allant de 1960 à 1966, à l'aide des pièces I-51C, intercalaire IV-32 et I-49, page IX-14. Le prix pour 1960 est également basé sur le prix précisé dans un contrat entre Impériale et Sohio Petroleum Company pour des livraisons devant débuter en novembre de cette année-là (document n° C-14 du secteur international). Le chiffre entre parenthèses pour 1964 représente un achat sur disponible. Les chiffres donnés pour la période 1970-1972 sont les prix payés par la filiale étrangère, selon la pièce I-51C, intercalaire 40, page 113799.

4. *Gulf*: Les chiffres de 1961 et 1962 pour le brut à 32° sont fondés sur les prix contractuels du MarLago à 27° en partance de San Lorenzo, port équivalant à La Salina (voir la pièce I-380, intercalaires 5 et 6); le deuxième chiffre, entre parenthèses, donné pour 1961 résulte d'une conversion du prix de 2,09 $ pour du brut à 31°, dont fait état la pièce I-353. Les prix pour la période 1968-1974 du Lagomedio à 32° sont une conversion des prix moyens annuels donnés dans la pièce I-16E et des prix mensuels contractuels (voir la pièce I-380, intercalaires 19, 21, 24, 30, 32, 33, 39, 40 et 46, et les documents du secteur international, Livre 8, intercalaire 240, page 78774), ainsi que des prix d'importation mensuels mentionnés dans la pièce I-16E. En 1972, les prix d'importation mensuels du MarLago sont également donnés. Les prix communiqués par l'OIP en 1974 ont été uniformisés à 32°.

5. *Shell*: Les prix donnés pour la période allant de 1962 à 1971 sont fondés sur les prix fob du brut Lagomar à 31° au départ de Cardon. Les prix originaux communiqués par Shell ont été réduit de 0,03 $ pour les rendre équivalents aux prix fob à La Salina, mais aussi majorés de 0,02 $ pour tenir compte du degré API; le rajustement net du prix consistait donc en une réduction de 0,01 $. Le prix pour 1972 étant celui d'un brut à 32°, il a été réduit de 0,03 $. Aucun rajustement visant le degré API ou le port de chargement n'a été jugé nécessaire relativement au prix du Lagomedio à 32° en 1969, puisque ce brut était ordinairement chargé dans des ports d'eau douce équivalant à La Salina. Les chiffres pour 1962, qui sont ceux du 24 et du 30 avril, sont fondés sur des prix spot et les prix contractuels d'un mélange Lagomar-Bachaquero (à 30° API) de 2,07 $ et 2,02 $, respectivement. Les chiffres portant *astérisque* pour la période allant de 1963 à 1967 représentent les réductions de prix disponibles à l'égard des importations dépassant 50 000 barils par jour. Le deuxième chiffre indiqué pour 1969 est le prix du Lagomedio. Pour 1973, deux séries de chiffres sont données, l'une pour les navires jaugeant moins de 80 000 tonneaux et l'autre pour ceux en jaugeant plus. La première colonne de 1974 montre les prix communiqués par Shell (pièce I-16), à l'exclusion des majorations pour teneur en soufre d'environ 0,10 $ sur le Lagomar à partir du 1er janvier et des péages de 0,038 $ à Puerto Miranda, entrés en vigueur le 12 juin. La deuxième colonne de prix pour 1974 comprend ces majorations, comme le proposait Shell dans la pièce I-16, note 15. La troisième colonne fait état des prix communiqués par l'OIP.

6. *Murphy*: Les prix de 1970 portant *astérisque* sont tirés du Livre III, intercalaire 178, de l'affaire *Spur Oil Ltd. c. la Reine*, 81 DTC 5168. Le deuxième prix pour 1970, entre parenthèses, représente le prix susmentionné moins la majoration de 0,12 $ convenue, au début de 1970, entre Murphy Oil Trading Company et Tepwin, filiale étrangère, à l'égard des prix du brut iranien léger.

Notes du tableau F-5 sur la comparaison entre les prix fob des bruts Lagomar/Lagomedio importés (31,0 à 32,9° API), 1958 à 1982 (suite)

Notes sur les colonnes (suite):

7. *Petroflux*: Les chiffres indiqués pour la période 1960-1971 et pour 1973 sont les prix d'achat canadien ou d'importation desquels a été soustrait le dividende annuel de Pannac (filiale étrangère). Le deuxième prix indiqué pour 1971 et les prix pour 1972 et 1973 sont ceux du brut MarLago à 26,7° et 26,8°, convertis à 32° API.

8. *Ultramar*: Les prix pour la période de 1970-1968 et pour 1972 ne comprennent pas la majoration fob de la filiale étrangère, bien qu'ils comprennent toute majoration dont ont pu faire l'objet les services de transport. Les chiffres pour 1967 et 1968, entre parenthèses, se rapportent au MarLago. Si ces prix concernent le brut à 26° API, le prix du brut à 32° serait de 1,67 $.

9. *Sun — Valeur d'options*: Il s'agit d'estimations des prix fob sur le marché, déterminées par Sun Oil Canada à partir de renseignements sur les prix que sa société mère pouvait obtenir sur ses ventes à des tiers de brut Lagomedio en Europe et en Amérique du Sud, ainsi que sur les prix du marché qu'elle avait payés pour le Lagomar acheté au Shell Oil Group. Les chiffres donnés sont tirés de la pièce I-188, datée du 10 mai 1971. Dans cette pièce, les notes en marge indiquent que, pour la période de 1962-1970, la colonne de prix du brut vénézuélien (soit le Lagomedio et le Lagomar) se rapportait au brut à 32° API. Le prix pour 1971 donné dans la pièce I-188 est le prix de référence aux fins d'impôt du brut Lagomar à 31° (voir la pièce I-315B, intercalaire 3, qui fait état du prix contractuel en vigueur le 1er janvier 1972). Une conversion à 32° a été opérée par l'addition de 0,02 $ le baril.

10. *Fourchette des prix de cession aux tiers*: Mis à part les prix de valeur d'options pour la période 1962-1971 donnés dans la pièce I-188, les mentions précédentes des prix convenus avec des sociétés indépendantes ou des prix du marché par les représentants du Sun Oil Group ont été tirées des pièces suivantes: pour 1966, I-16B, intercalaire 5; pour 1966 et 1967, I-205, page 83116; pour 1968, I-189 et I-16B, intercalaire 3; pour 1969, I-198 et I-201, page 83914; pour la période 1968-1971, I-16A, intercalaire 5. La liste du prix des ventes de Lagomedio réalisées par Sun Oil Group de 1962 à 1966 à des tiers a également été tirée des pièces I-194, I-196 et I-16B, intercalaire 5. Les prix cités dans la pièce I-188 et les sources énumérées ci-dessus ont servi à déterminer l'échelle des prix indiqués. Le prix maximal cité pour 1964 est celui d'une série de prix de cession aux tiers à terme de Lagomedio payés à Esso International par des acheteurs non intégrés en 1964 et 1965, d'après la pièce I-50A. (Les prix de vente d'Esso International ont varié, en 1964, entre 2,12 et 2,54 $ et ont été, en 1965, de 2,12 $.) Le plus haut prix rapporté par Sun Group en 1964 a été de 2,23 $. Pour la période 1964-1966, les prix minimums ont été calculés en déduisant un rabais de 0,60 $ le baril sur les taux de fret des prix donnés dans la pièce I-196 portant sur les ventes à Wesseling, raffineur implanté en Allemagne, selon les renseignements contenus dans la pièce I-194. (Les prix demandés à Petrobras du Brésil ont été réduits d'un rabais de 0,37 $ sur le taux de fret. Les prix ainsi réduits sont presque identiques à ceux du brut à 32° déterminés d'après les prix du brut vénézuélien à 35° acheté par Petrobras aux groupes Shell et Sun et à Atlantic Richfield Co. pendant la période 1964-1966, qui ont été donnés dans la pièce I-51A, intercalaire II-5, page 76, contenant le témoignage de Blair devant le Sénat des États-Unis.) Comme en fait état la note 19, le prix au 18 mars 1971 est un prix dérivé, soit celui du brut à 31° majoré de 0,02 $. Les données pour 1970 ont été utilisées pour la période de 1971 précédant le 18 mars. Les prix tirés de la pièce I-196 ne portent que sur des ventes à des acheteurs non intégrés et, de plus, ne contiennent aucun prix sur les ventes faites aux États-Unis ou au Puerto Rico. (Si les ventes à Puerto Rico étaient comprises, les prix maximums pour 1963, 1964 et 1966 atteindraient, respectivement, 2,39 $, 2,37 $ et 2,37 $.) La pièce I-194 contient également certains prix de cession à des acheteurs au Venezuela. Par exemple, un prix de 1,40 $ consenti, à la fin de 1965 ou au début de 1966, à un acheteur non intégré (Space Petroleum) y est cité. Le prix le plus bas rapporté pour les ventes faites à l'intérieur du Venezuela est de 1,13 $ (alors que le coût de production est d'environ 1,00 $), mais ni l'acheteur ni l'année de la vente ne sont précisés. Les acheteurs opérant au Venezuela en vue de la revente à l'extérieur de ce pays étaient tenus de faire approuver par les autorités vénézuéliennes leurs prix de vente à l'étranger. Bien qu'aucun renseignement n'ait été obtenu sur les prix fixés par les autorités vénézuéliennes, on a laissé entendre que le prix le plus élevé était de 10 % inférieur au prix affiché du brut Tia Juana léger, du fait que ce brut et le Lagomedio ont des propriétés assez semblables. Dans son argumentation (S-41, page 18), Sun Oil a également fait état d'un rabais de 0,75 $ accordé en 1962 à Petrobras du Brésil, qui a été consigné dans la pièce I-192. Dans *The World Petroleum Market* (p. 388), Adelman donne les prix fob des ventes de brut Lac Maracaibo au Brésil, à savoir 2,00 $ à la fin de 1958 et 1,80 $ pour la deuxième moitié de 1960. Sun a communiqué à la Commission (voir la pièce I-383) les prix de cession du Lagomedio pour 1974, soit 12,48 $ en juin et 12,80 $ en juillet. Toutefois, comme il n'a pas été possible de savoir s'il s'agissait de ventes à des acheteurs intégrés ou non intégrés, ces chiffres n'ont pas été portés au tableau.

11. *Coût taxes incluses*: Les données sur le brut à 31° API pour la période allant de 1958 à 1967 sont les coûts moyens de la société, d'après la pièce I-16, tableau VIII, pour le T.J. léger à 31°. Sun Oil (transcription vol. 39, pp. 8271-72 et pièce I-16B, intercalaire 5) a indiqué que ses coûts taxes incluses pour le Lagomedio étaient plus élevés (soit 1,58 $, comme en fait état la pièce I-16B, intercalaire 5) du fait que ses redevances étaient fixées à 21 % (tandis que celles des autres sociétés pétrolières étaient à 16,6 %). Aucune donnée n'était disponible pour 1968 et 1969. Pour la période 1970-1976, les chiffres portant sur les coûts libérés d'impôt pour le brut à 31° sont fondés sur la pièce I-107, dans laquelle entrent en ligne de compte les majorations des taux de fret, mais aucune des majorations pour teneur en soufre. Les données de 1973-1975 relatives au brut à 32° API sont tirées des documents sur les coûts d'acquisition que Sun Oil a déposés auprès du ministère de l'Énergie des États-Unis (voir les pièces I-85, I-226 et I-348).

12. *Prix affichés*: Les données sur le Lagomar à 31,0° API résultent d'une conversion des prix affichés par Shell pour le Lagomar en partance de Cardon (à proximité d'Amuay) à un prix équivalant à La Salina, et ce, par la soustraction de 0,03 $ le baril. Les données sur le Lagomedio à 32,0° API résultent d'une conversion des prix affichés à La Salina pour le brut T.J. léger à 31°, à savoir une majoration de 0,02 $ le baril. Voir les pièces I-187, I-51C, intercalaire VI-35, le Livre vert du Directeur, vol. III, p. 163, la pièce I-51D, intercalaire XI-2, et *International Crude Oil and Product Prices* (ICOPP).

13. *Coût d'achat DOE*: Ces chiffres, tirés de la pièce I-80 de Brant/Davidson, sont les coûts d'achat à terme communiqués au ministère de l'Énergie (DOE) des États-Unis. Brant a témoigné que si plus d'un chiffre était communiqué pour le même mois, le chiffre supérieur était retenu. Toutefois, si la même société communiquait plusieurs chiffres au cours d'un seul mois, seul le chiffre révisé ou le plus récent entrait en ligne de compte (transcription vol. 71, p. 13348).

14. *Valeur fiscale minimum*: Il s'agit des prix de référence fixés par le Venezuela aux fins d'imposition des exportations. Ils comprennent les majorations des taux de fret et pour teneur en soufre et s'appliquent aux bruts à 31,0° API pour la période allant de 1973 à 1975.

15. *Prix de vente minimum*: Les chiffres pour la période 1976-1982 équivalent aux prix de vente officiels du brut Lagomedio à 32,0° API. Les prix portant *astérisque* sont entrés en vigueur le 16 mai 1979, le 9 février 1980 et le 26 mai 1980.

16. *Irving Oil*: La pièce I-259 fait état d'importations pour la période 1968 à 1971, mais aucun renseignement n'était disponible quant aux prix. Il se peut également qu'il y ait eu des importations de Lagomedio avant 1968.

17. *BP*: La pièce I-289, intercalaire 4, fait état de certaines importations de Lagomar en 1963, mais aucune donnée sur les prix n'était disponible.

TABLEAU F-6

Comparaison entre les prix livrés (caf) des bruts importés Lagomar[1]/Lagomedio[2] (31,0 — 32,9° API),[3] 1958 à 1982 (en $ US le baril, Portland, sauf indication contraire)[4]

DATE	SUN[2,1] 32°	TEXACO[2] (32°)			IMPÉRIALE[2] (32°)			SHELL[1] 32°	GULF[1,2] 32°	IRVING[2] Saint-Jean	MURPHY[2]	PETRO-FINA[2,1] 32°	ULTRA-MAR[2,1] Holyrood	Sun 32° Valeur d'options	Surchette des prix de cession aux tiers
		Portland	Halifax	Moyenne	Portland	Dartmouth	Moyenne								
1958	n.d.	3,08[1]	—	3,08[1]	—	—	—	—	n.d.	—	—	n.d.	—	n.d.	n.d.
1959	n.d.	3,01	—	3,01	—	—	—	—	n.d.	—	—	n.d.	—	n.d.	"
1960	n.d.	2,78	—	2,78	2,39°	2,35°	2,37°	—	n.d.	n.d.	—	2,74	—	n.d.	1,61-2,00
1961	n.d.	2,74	—	2,74	2,39	2,35	2,36	—	n.d.	n.d.	—	2,06	—	n.d.	n.d.
1962 1 janv. 1 août	2,63° (2,39)	2,71 2,77 2,62	—	2,71 2,77 2,62	2,37	2,34	2,36	2,39,° 2,34°	n.d.	n.d.	—	2,17	—	1,79	1,79-2,54
1963	2,60 (2,36)	2,64°	—	2,64°	2,38	2,36	2,37	2,39 2,36°	—	n.d.	—	2,20	n.d.	1,79-1,81	1,79-2,47
1964	2,42 (2,38)	2,46	—	2,46	2,35	2,35	2,35 (1,96)°	2,36 2,33°	—	n.d.	—	2,11 (2,16[1])	n.d.	1,80-1,85	1,77-2,76
1965	2,45 (2,41)	2,45°	—	2,45°	—	2,35	2,35	2,37 2,34°	—	n.d.	—	2,11	n.d.	1,80-1,84	1,77-2,39
1966	2,39	2,40	—	2,40	—	2,38	2,38	2,36 2,33°	—	n.d.	—	2,05	n.d.	1,80-1,84	1,75-2,39
1967 janv. juil. sept.	2,53	2,39	2,40	2,39	—	—	—	2,33 2,30° 2,22	—	n.d.	—	2,00	n.d.	1,79-1,84 1,83-1,87	1,79-1,85 1,83-1,88
1968	2,53	2,39	2,40	2,39	—	—	—	2,22	2,04[2]	n.d.	2,03°	2,03	1,90 (1,82)	1,93-2,02	1,83-2,02
1969	2,55 2,54[1]	2,39	2,43	2,40	—	—	—	2,21 2,26[2]	—	n.d.	—	1,99	—	1,85-1,91	1,80-2,01
1970 janv. fév. mars juil.	2,55[1]	2,23	2,23	2,23	2,27 2,17 2,38	2,28 2,18 2,39	2,27 2,17 2,38	2,20	—	n.d.	1,99 (1,87)	1,96	—	1,95-2,00 1,92-1,95 2,00-2,08	1,95-2,34 1,92-2,29 2,00-2,42

TABLEAU F-6 (suite)

DATE	SUN[2,1] 32°	TEXACO[2] (32°)			IMPÉRIALE[2] (32°)			GULF[1,2] 32°	SHELL[1] 32°	IRVING[2]	PETRO-FINA[1,2] 32°	ULTRA-MAR[2] Holyrood	SUN (32°) Valeur d'options	Fourchette des prix de cession aux tiers
		Portland	Halifax	Moyenne	Portland	Dartmouth	Moyenne							
1971		n.d.	n.d.	n.d.	—	—	—	2,71[2]	2,50	n.d.	2,40,[2](2,12)[1]	—		
1 janv.	2,55[1]	2,46	2,46	2,46				2,17[2]	2,24				1,95-2,05	1,95-2,39
1 fév.								2,39[2]						
18 mars	3,20[1]	2,77	2,77	2,77				2,71[2]					3,14-3,23	3,14-3,23
1 avr.		2,76	2,76	2,76					2,24					
1 juil.		2,76	2,76	2,76					2,57					
1 oct.		2,76	2,76	2,76					2,58				3,23	3,23
20 déc.									2,56					
								2,62[2]						
1972		n.d.	n.d.	n.d.	2,92	2,92	2,92	2,84		—	2,34[1]	n.d.	n.d.	n.d.
1 janv.	3,13[1]	3,01	3,01	3,01				2,86[2]	2,80					
1 avril		3,01	3,01	3,01				2,85[2]	2,78					
mai								2,86[1]						
juin								2,83[1]						
1 juil.		2,90	2,90	2,90				2,77[2]	2,77					
déc.								2,73[1]						

TABLEAU F-6 (suite)

DATE	SUN OIL[1] 32° Société	TEXACO[2] 32° Société Portland	TEXACO[2] 32° Société Halifax	TEXACO[2] 32° Société St-Romuald	GULF[2] (32°) Société	SHELL[1] (32°) Société Moins de 80 000 tonneaux	SHELL[1] (32°) Société Plus de 80 000 tonneaux	PETRO-FINA Mar-Lago 32°
1973	4,13							6,60
janv.	3,32	3,02	3,02	n.d.		2,93	2,89	
fév.		3,06	3,06	"		2,97	2,94	
mars		3,23	3,23	"	3,10	3,15	3,11	
avril		3,31	3,31	"		3,23	3,06	
mai		"	"	"				
juin		"	"	"		3,36°	2,96°	
juil.		4,39	4,43	"	3,32	3,36°	3,13°	
août		4,65	4,66	"		3,61	3,38	
sept.	5,17	4,85	4,86	"	3,81	3,82	3,59	
1 oct.		5,52	5,53	"		4,09	3,69	
16 oct.		"	"	"		5,46°	5,06°	
nov.		6,89	"	7,17		5,71°	5,31°	
déc.		7,01	7,02	7,29	5,81	5,82	5,42	

1974	12,64	OIP				OIP		OIP	Majorations pour teneur en soufre et péages Sortie	Entrée	OIP	—
janv.	13,84	13,73	11,33	11,33	11,71	11,64			9,59	9,69	9,58	
fév.		"	11,74, 11,96°	11,74, 11,96°	12,12, 12,34°	12,52	11,01	11,11	10,04	10,14	10,11	
mars		"	11,74, 11,96°	11,74, 11,96°	12,12, 12,34°	11,98	"				10,08	
avril		12,49	11,43	11,44	11,54	11,69	"				10,21	
mai	13,24	13,05	"	"	"	11,75	"				10,13	
juin	13,04	12,84	"	"	"	11,59	"	11,07			10,12	
juil.	12,44	12,24	11,49	11,50	11,60	11,51	11,36	11,37	10,36	10,50	10,40	
août	11,94	11,80	"	"	"						10,40	
sept.	11,69		"	"	"	11,49	11,34°		10,57	10,71	10,53	
oct.	"	11,55	11,48	11,49	11,59	11,99	11,39°		10,73	10,87	10,82	
nov.	"	11,56	"	"	"	11,48					10,91	
déc.	11,64	11,45	"	"	"	11,43					10,99	

TABLEAU F-6 (suite)

DATE	SUN OIL[1,2]		TEXACO[2]			SHELL		
	LAGOMAR		Société					
	Société	OIP	Portland	Halifax	St-Romuald	OIP	1 OIP	2 OIP
1975	32*				n.d.			
janv.	n.d.		11,82	11,83		11,79	11,22	
fév.	n.d.	11,47	"	"		11,76	11,41	
mars	n.d.	"	"	"		11,71	11,30	
avril	n.d.	"	11,70	11,70		11,68	11,19	
mai			"	"		11,67	11,15	
juin			"	"		11,58	11,26	
juil.			11,61	11,61			11,21	
août			"	"		11,61	11,12	
sept.			"	"		11,57	11,18	
oct.			12,75	12,75		12,74	12,21	
nov.			"			12,67	12,22	
déc.			"			12,72	12,18	
	LAGOMEDIO							
1976	32*				n.d.			
janv.			12,77	12,78			12,72	
fév.			"	"		12,78	12,65	
mars			"	"		12,87	12,66	
avril			"	"		12,88	12,80	
mai			"	"		12,85	12,78	
juin			"	"		12,81	12,64	12,75
juil.			12,76	12,77		12,82	12,79	
août			"	"		12,80	12,92	
sept.			"	"		12,86	12,54	
oct.	n.d.	13,10	12,82	12,83		12,87	12,86	
nov.			"			12,83	12,83	
déc.		13,28	"			12,88	12,77	12,80

TABLEAU F-6 (suite)

DATE	SUN OIL[1,2] LAGOMAR Société	SUN OIL[1,2] LAGOMAR OIP	TEXACO[3] Société Portland	TEXACO[3] Société Halifax	SHELL[1] OIP	SHELL[1] OIP	DATE	TEXACO[2] Société Portland	TEXACO[2] Société Halifax	SHELL[1] OIP	SHELL[1] OIP	DATE	TEXACO[2] Société Portland	TEXACO[2] Société Halifax	SHELL[1] OIP	SHELL[1] OIP
1977	—	—					1979					1981	n.d.	n.d.		
janv.			14,03	14,16	14,10	14,06	janv.	14,97	15,23	15,12	14,81	janv.			37,96	37,89
fév.			"	"	14,19	13,94	fév.	"	"	15,27	14,88	fév.			37,55	37,91
mars			"	"	13,91	13,97	mars	"	"	15,03	14,89	mars			37,62	37,87
avril			"	"	14,18	13,97	avril	n.d.	17,72	17,93	17,46	avril			37,74	37,87
mai			"	"	14,22	13,96	mai	"	18,32	18,19	17,92	mai			37,51	37,87
juin			"	"	14,09	14,02	juin	"	"	18,11	18,11	juin				37,75
juil.			"	"	14,15	13,96	juil.	21,97	22,23	22,39	21,72	juil.			37,73	37,76
août			"	"	14,15	13,96	août	"	"	22,39	21,89	août			37,48	37,85
sept.			"	"	14,17	13,97	sept.	"	"	22,41	21,75	sept.			37,44	37,87
oct.			"	"	14,13	13,97	oct.	"	"	22,08	21,81	oct.			37,59	37,78
nov.			"	"	14,14	13,96	nov.	"	"	22,13	21,90	nov.			36,57	36,39
déc.			"	"	14,02	13,91	déc.	n.d.				déc.			36,48	36,36
1978	LAGOMEDIO 32°						1980	n.d.	n.d.			1982	n.d.	n.d.		
janv.			14,03	14,13	14,12	13,99	janv.			28,66	28,15	janv.			36,59	36,13
fév.			"	"	14,08	13,95	fév.			30,29	30,16	fév.			36,54	36,13
mars			"	"	14,25	14,01	mars			30,65	30,21	mars				36,05
avril			"	"	14,21	13,96	avril			30,09	30,16	avril			36,66	
mai			"	"	14,10	13,94	mai			32,21	30,74	mai				35,93
juin			"	"	14,08	13,93	juin			33,91	33,49	juin			n.d.	n.d.
juil.			"	"	14,08	14,10	juil.			34,48	34,38	juil.			"	"
août			"	"	14,14	14,07	août			34,38	34,36	août			"	"
sept.			"	"	14,04	14,07	sept.			34,44	34,26	sept.			"	"
oct.			"	"	14,07	14,10	oct.			34,42	34,34	oct.			"	"
nov.	n.d.	15,45	"	"	14,06	14,07	nov.			34,70	34,41	nov.			"	"
déc.			"	"	14,20	14,07	déc.			34,42	34,37	déc.				

Notes du tableau F-6 sur la comparaison des prix livrés (caf) des bruts importés Lagomar/Lagomedio (31,0 — 32,9° API), 1958 à 1982

Notes générales:

1. Les sociétés ayant fourni des données pour le brut Lagomar sont désignées par le chiffre 1 dans les titres de colonnes ou dans le tableau lui-même.

2. Pareillement, les sociétés ayant fourni des données pour le brut Lagomedio sont désignées par le chiffre 2.

3. Les titres de colonne renseignent sur le degré API des bruts importés par chaque société. Pour la période 1960-1972, les données sur les prix fournis par les sociétés ont été normalisées à 32,0° API au moyen de la formule de 0,02 $ par degré API. Aucun renseignement sur le degré API des bruts importés par Ultramar n'était disponible.

4. Les prix fob indiqués pour Impériale, Texaco, Gulf et Sun, ainsi que les prix affichés, désignent des ports équivalant à La Salina (c.-à-d. Puerto Miranda pour le Lagomar de Sun et Punta de Palmas pour Impériale, Gulf, Texaco, Petrofina, Murphy et le Lagomedio de Sun). Les prix fob fournis par Shell ont trait à des bruts en partance de Cardon. Comme ce port est à proximité d'Amuay, ces prix ont été réduits de 0,03 $ aux fins de comparaison des prix fob. Aucun renseignement n'était disponible quant au port de chargement utilisé par Ultramar, mais les prix indiqués laissent supposer qu'il s'agit de ports équivalents à La Salina.

Notes sur les colonnes:

1. *Sun*: Voir le tableau 5 pour les prix fob et la pièce I-161 pour les coûts de transport retenus. Pour la période 1962-1966, les coûts de transport représentaient des livraisons directes à Montréal; les prix équivalents à Portland ont été obtenus en déduisant les frais de transport par pipeline cités dans la pièce I-161. Pour 1971, les coûts de transport moyens de 1970 et 1972 ont été utilisés (soit 0,33 $).

2. *Texaco*: Voir la note du tableau 5. Pour 1963, le prix indiqué est la somme du prix du brut, soit 2,29 $ et des coûts de transport (0,35 $) cités pour les livraisons à Portland de brut Meta à 30°. Les prix de février-mars 1974, portant *astérisque*, désignent des bruts en partance de Punta de Palmas (voir I-16G); les autres prix se rapportent à des bruts en partance de La Estacada, selon la pièce I-158. Voir la note accompagnant le tableau 5 pour des renseignements sur le prix du Lagomar en 1970.

3. *Impériale*: Les chiffres pour la période allant de 1960 à 1966 sont fondés sur le prix contractuel fob de 2,14 $ pour le brut à 32° API, plus les taux de fret et la freinte dont font état les pièces I-78 et I-62. Le chiffre de 1960 fait entrer en ligne de compte les taux de fret à Portland et Dartmouth et leur moyenne simple. Pour la période 1961-1966, une moyenne pondérée des taux de fret, comprenant la freinte (fondée sur les volumes importés) est également utilisée. Le chiffre de 1964, entre parenthèses, représente un achat sur disponible par Impériale auquel le taux de fret moyen a été ajouté. Les chiffres pour 1970-1972 sont les prix payés par la filiale étrangère (voir la note du tableau 5) auxquels ont été ajoutés les taux de fret fournis dans la pièce I-62. Pour 1972, les prix sont des estimations obtenues en déduisant des prix payés par Impériale la nouvelle cotisation d'impôt par baril et en ajoutant le taux de fret indiqué dans I-62.

4. *Shell*: Voir la note accompagnant le tableau 5. Les chiffres couvrant la période 1962-1971 sont fondés sur les prix du Lagomar à 31°, convertis à 32° au moyen d'une majoration de 0,02 $. Contrairement aux prix fob consignés dans le tableau 5, les prix caf n'ont pas eu à être réduits de 0,03 $ pour tenir compte du port de chargement puisque le rajustement des prix fob traduisait les coûts de transport plus élevés des exportations transitées par les ports du Lac Maracaibo. Aucun rajustement n'a été nécessaire relativement au prix du Lagomedio à 32° indiqué pour 1969. Pour 1973, les prix de juin, de juillet, du 16 octobre et de novembre sont en réalité ceux du 1er juillet, du 15 juillet, du 1er novembre et du 15 novembre. Pour 1974, la première colonne de prix ne comprend pas les majorations pour teneur en soufre et les péages à Puerto Miranda, tandis que la deuxième colonne les comprend. Les chiffres dans la troisième colonne sont les prix communiqués par l'OIP.

5. *Gulf*: Voir la note accompagnant le tableau 5. Les prix fob tirés de la pièce I-16E ont été combinés aux taux de fret figurant également dans ce document, et les corrections signalées dans I-353 ont été apportées. Les prix fob tirés de la pièce I-380 et des documents du secteur international, Livre 8, intercalaire 240, p. 78774, ont été combinés aux taux de fret indiqués dans I-16E. Tous les prix ont été normalisés en fonction de 32°, y compris les données de l'OIP pour 1974.

6. *Irving*: Voir la note accompagnant le tableau 5.

7. *Murphy*: Le chiffre pour 1978, portant *astérisque*, est fondé sur une offre faite par BP sur une cargaison de Lagomedio à livrer en septembre au prix caf de 2,13 $ à Montréal. Ce prix a été converti au prix caf à Portland en déduisant les droits portuaires de Portland et les frais de transport par pipeline. Le chiffre de 1970 est tiré du Livre III, intercalaire 178, de l'affaire *Spur Oil Ltd. c. la Reine*, 81 DTC 5168, qui donne un prix caf de 1,975 $, majoré de 1 p. 100 pour tenir compte des primes d'assurance. Le prix entre parenthèses est le prix susmentionné moins la majoration de 0,12 $ qu'ajoutait Murphy Oil Trading au début de 1970 à ses prix de cession de brut iranien léger obtenus d'Esso International.

8. *Petrofina*: Ces chiffres sont les prix d'achat canadien ou d'importation desquels a été soustrait le dividende par baril de Petrofina (filiale étrangère). Le second prix indiqué pour 1964, 1971 et les prix de 1972 et 1973 correspondent aux prix du MarLago à 31,4°, 26,7°, 26,8° et 26,8° API convertis à 32° API.

9. *Ultramar*: Voir l'annexe E pour les frais de transport qui ont été retenus, ainsi que la majoration de 1 p. 100 du prix c et f, représentant les primes d'assurance. Il se peut que les coûts de fret comprennent la majoration de la filiale étrangère.

10. *Sun — Valeur d'option*: Les coûts de transport au Venezuela cités à l'annexe E ont été ajoutés aux prix fob dans le tableau 5, de même qu'une majoration de 1 p. 100 du prix c et f, représentant les primes d'assurance.

11. *Fourchette des prix de cession aux tiers à terme*: Les coûts de transport au Venezuela cités dans l'annexe E, ont été ajoutés aux chiffres constituant la fourchette des prix fob dans le tableau 5, de même qu'une majoration de 1 p. 100 du prix c et f, pour tenir compte des primes d'assurance.

TABLEAU F-7

Comparaison entre les prix fob du brut T.J. moyen[1] importé (24,0 à 26,9° API), 1960 à 1982 (en $ US le baril au départ d'Amuay, sauf indication contraire)[2]

	GULF	TEXACO	IMPÉ-RIALE	BP	GROUPE ULTRAMAR				Exxon — Fourchette des prix de cession aux tiers	Prix affiché (26°)
					Prix off-shore signalés des importations à Terre-Neuve			Prix des contrats d'Esso International		
DATE	26°	26°	26°	26°	API	Prix	26° API	26° API	Acheteurs non intégrés	
1960	2,30	2,20*	—	—	n.d.	n.d.	n.d.	n.d.	2,04 — 2,20	2,30
1961	2,10	—	—	—	n.d.	n.d.	n.d.	1,93	1,93 — 2,30	2,30
1962						n.d.	n.d.	1,93	1,93 — 2,18	2,30
janv.	2,10	2,20	2,05	—	n.d.		n.d.			
août		2,05					n.d.			
1963	2,10	—	—	—	n.d.	n.d.	n.d.	1,93	1,93 — 2,18	2,30
1964	2,10	1,99*	2,03	—	n.d.	n.d.	n.d.	1,93	1,91 — 1,95	2,30
1965	2,10	—		—	n.d.	—	n.d.	1,93 (1,90)	1,90 — 1,93	2,30
1er janv.			2,03							2,30
1er fév.			1,95							2,30
1966	2,10	1,95	1,95	—	—	—	—	1,91	1,88 — 1,96	2,30
1967	2,01	—		—					1,59 — 2,25	2,30
1er janv.			1,95		n.d.	n.d.	n.d.	1,91		2,30
mars					n.d.	n.d.	n.d.			
1er avril			1,91		—	—	—			2,30
mai					—	—	—			
juin					25,5	1,58	1,59	1,59		2,30
déc.					25,5	1,58	1,59	1,59		2,30
1968	2,01	—	1,91	1,68					1,56 — 2,02	2,30
janv.					—	—	—	91,59 (1,56)		2,30
fév.					26,0	1,59				
avril					26,0,27,0	1,59,1,61	1,59			
mai					26,0	1,59	1,59			
nov.										2,30
déc.					26,0	1,59	1,59			

TABLEAU F-7 (suite)

DATE	GULF	TEXACO	IMPÉ-RIALE	BP	GROUPE ULTRAMAR				Exxon — Fourchette des prix de cession aux tiers	Coût taxes incluses	Prix affiché
					Prix off-shore signalés des importations à Terre-Neuve			Prix des contrats d'Esso International	Acheteurs non intégrés		
	26°	26°	26°	26°	API	Prix	26° API	26° API		26°API	(26°)
1969		2,10*		1,74					1,56 — 1,87	1,24	2,30
janv.	2,01		1,91	1,74	26,0	1,59	1,59	1,59			2,30
fév.					26,0	1,59	1,59	(1,56)			
mars					26,0	1,59	1,59	(1,56)			
avril			1,89		26,0	1,59	1,59	1,59			2,30
mai					26,0	1,59	1,59	(1,56)			
juin					26,0	1,59	1,59	1,59			
juil.					26,0	1,59	1,59	1,59			
août					26,0	1,59 1,57	1,59 1,57	1,59			2,30
sept.	2,01				26,0	1,59	1,59	1,59			2,30
nov.	2,01			1,74	26,0	1,59	1,59	1,59			2,30
déc.					26,0	1,59	1,59	1,59			
1970	2,01			1,74					1,56 — 1,94	1,55	2,01
janv.		1,80*	1,89		26,0	1,59	1,59	1,59 (1,56)	(1,56 — 1,89)*		
fév.					26,0	1,59	1,59				
mars					26,0	1,59	1,59	1,59 (1,56)			
avril			1,79		27,0	1,61	1,59	"			
mai					27,0 26,0	1,61 1,59	1,59	"			
juin					26,0	1,59	1,59	"			
juil.					26,0	1,59	1,59	"			
août					26,0	1,59	1,59	"			
20 sept.			2,01		24,0	1,55	1,59	"			
oct.					26,0	1,59	1,59	"			
nov.				1,74				"			
17 déc.					26,0	1,59	1,59	1,70 (1,67)	(1,67 — 1,94)*		

TABLEAU F-7 (suite)

Date	GULF	IMPÉRIALE	BP	GROUPE ULTRAMAR						Prix des contrats d'Esso International			Exxon — Fourchette des prix de cession aux tiers (26°)	Coût taxes incluses 26°API	Prix affiché (26°)
				Prix off-shore signalés des importations											
				à Terre-Neuve			au Québec								
	26°	26°	26°	API	Prix	26° API	API	Prix	26° API	24° API	25°API	26°API	Acheteurs non intégrés		
1971	2,43												1,63 — 2,67		
1er janv.	2,09*	2,01	1,85	26,0	1,70	1,70	—	—	—	1,66	1,68	1,70	(1,63 — 2,37)*	1,559	2,09
fév.				26,0	1,70	1,70	—	—	—						
1er mars				26,0	1,70	1,70	—	—	—	1,66	1,68	1,70			
18 mars	2,66*		2,22	26,0	2,061	2,061	—	—	—	2,046	2,054	2,061	(1,99 — 2,67)*	1,935	2,665*
1er avril		2,44		26,0	2,061	2,061	—	—	—						2,647
mai				26,0	2,061	2,061	—	—	—	2,156	2,164	2,171			
1er juin				26,0 27,0	2,061 2,069	2,061	24,0	2,356	2,371	2,156	2,164	2,171			2,647
1er juil.				26,0	2,261	2,261	24,0	2,356	2,371	2,156	2,164	2,171			2,625
1er août				27,0 24,0	2,2685 2,246	2,261	24,0	2,356	2,371	2,156	2,164	2,171			2,625
sept.				26,0	2,261	2,261	24,0	2,356	2,371	2,156	2,164	2,171			
1er oct.				26,0 27,0	2,261 2,2685	2,261	25,0	2,3635	2,371	2,156	2,164	2,171			2,640
nov.				26,0	2,261	2,261	25,0	2,3635	2,371	2,156	2,164	2,171			
déc.				26,0	2,261	2,261	25,0	2,3635	2,371	2,156	2,164	2,171			
1972													2,22 — 2,o2		
janv.	2,61	2,63	2,22	—	—	—	—	—	n.d.	n.d.	n.d.		(2,25 — 2,62)*	2,128	2,951
fév.			2,42*	25,6	2,539	2,542	25,6	2,539	2,542						
mars				25,6	2,539	2,542	25,6	2,539	2,542				(2,22 — 2,52)*		
avril	2,59	2,44		n.d.	2,522	n.d.		2,522	n.d.					2,11	2,921
mai				n.d.	2,522 2,574	n.d.	n.d.	2,522	n.d.						
juin	2,58			n.d.	2,514	n.d.	n.d.	—	n.d.					2,095	
juil.				n.d.	2,510	n.d.	n.d.	2,51	n.d.						
août	2,58			n.d.	2,402 2,418	n.d.	n.d.	2,41	n.d.						
sept.	2,58			n.d.	2,41 2,402	n.d.	n.d.	2,41	n.d.						
oct.	2,58			n.d.	2,41	n.d.	n.d.	2,41	n.d.						
nov.	2,58			n.d.	2,402	n.d.	n.d.	2,41	n.d.						
déc.	2,58			n.d.	2,402 2,41	n.d.	n.d.	2,41	n.d.						

TABLEAU F-7 (suite)

	GULF		IMPÉRIALE		GROUPE ULTRAMAR Prix off-shore signalés des importations						Prix des contrats d'Esso International	
					à Terre-Neuve			au Québec				
DATE	26° Société	OIP	26° Société	OIP	API	Prix	26° API	API	Prix	26° API	24° API	26° API
1973		—		—	n.d.		n.d.	n.d.		n.d.	n.d.	n.d.
janv.	2,69°		2,56			2,517			2,501			
fév.	2,72		n.d.			2,511 2,543			2,543 2,575			
mars	2,87°		n.d.			2,667 2,745			2,543 2,68			
avril	2,94		2,88			2,745			2,667 2,745			
mai	2,94		n.d.			2,745			2,745			
juin	2,94		n.d.			2,745			2,745			
juil.			n.d.			2,924			2,924			
août			n.d.			3,159			3,159			
sept.	3,46		n.d.			3,376			3,376 3,296			
1er oct.			n.d.			3,626			3,326 3,546			
nov.	5,29		n.d.			3,626 4,977 5,19			4,977 5,19			
déc.			5,49									
1974										n.d.	n.d.	n.d.
janv.	9,46		9,16	9,16	n.d.	—	n.d.	n.d.	—			
fév.	9,46	9,52	9,58		n.d.	9,474	n.d.	n.d.	9,474			
mars	9,46				n.d.	9,474	n.d.	n.d.	9,474			
avril		9,52	9,64	9,61	n.d.	9,48	n.d.	n.d.	9,58 9,474 9,5612			
mai				9,62	n.d.	9,48	n.d.	n.d.	9,474 9,468 9,48 9,794			
juin					n.d.	9,486	n.d.	n.d.	9,474 9,48 9,486 9,5326 9,794			
juil.			9,98		n.d.	9,666	n.d.	n.d.	9,666 9,703 9,555 9,518 9,6696			
août			10,38	10,39	n.d.	9,023	n.d.	n.d.	—			
sept.					n.d.	—	n.d.	n.d.	9,2553 9,0854 9,0448			
oct.			10,51		n.d.	—	n.d.	n.d.	—			
nov.					n.d.	—	n.d.	n.d.	—			
déc.					n.d.	n.d.	n.d.	n.d.	n.d.			

TABLEAU F-7 (suite)

DATE	EXXON 26°	DOE 26°		
	Fourchette des prix de cession aux tiers à des acheteurs non intégrés	Prix de cession aux tiers représentatif	Coût taxes incluses (26°)	Valeur fiscale minimale (26°)
1973	2,44 — 5,49			
janv.			2,210	3,094
fév.				
mars			2,382	3,390
avril			2,460	
mai				
juin				
juil.			2,614	3,752
août			2,857	4,163
sept.			3,057	4,492
1er oct.		5,21	3,323	4,925
nov.		5,21	4,894	7,261
déc.		5,40	5,011	7,462
1974	9,01 — 10,45			
janv.		9,21	9,055	13,706
fév.		9,56	9,4684	
mars		9,81		
avril		9,51		
mai		9,52		
juin		9,52		
juil.		9,92	9,798	14,242
août		9,99		
sept.		10,19		
oct.		10,38		
nov.		10,19		
déc.		10,38		

TABLEAU F-7 (suite)

DATE	IMPÉRIALE Société	IMPÉRIALE OIP	EXXON 26° Fourchette des prix de cession aux tiers à des acheteurs non intégrés	DOE 26° Prix représentatif de cession aux tiers	Coût taxes incluses (26° API)	Valeur fiscale minimale (26°)
1975			10,62 — 11,12			
janv.	10,95	10,91		11,27	10,341	13,471
fév.				11,05		
mars				10,82		
avril	10,85	10,86		10,82		
mai		10,86		10,80		
juin		10,80		10,68		
juil.	10,65	10,61		10,48		
août				10,48		
sept.		10,68		10,52		
oct.	11,35	11,31		11,17	11,137	14,573
nov.				11,25		
déc.		11,32		11,25		

1976			n.d.			Prix de vente minimal
janv.	11,12			11,09	11,137	11,12
fév.		11,16		11,12		
mars		11,16		11,08		
avril	11,22	11,23		11,18		11,22
mai		11,25		11,19		
juin		11,25		11,17		
juil.	11,32	11,34		11,27		11,32
août		11,35		11,22		
sept.		11,35		11,25		
oct.	11,65	11,62		11,46		11,65
nov.		11,66		11,49		
déc.		11,66		11,46		

DATE	GULF Société	GULF OIP	TEXACO OIP	IMPÉRIALE Société	IMPÉRIALE OIP	Prix de vente minimal (26°)
1977	n.d.		—			
janv.				12,72	12,74	12,72
fév.					12,72	
mars					12,73	
avril					12,77	
mai						
juin					12,76	
juil.						
août					12,73	
sept.						
oct.		12,81		12,82		12,82
nov.					12,83	
déc.					12,85	

1978	—	—	n.d.			
janv.				12,82	12,86	12,82
fév.					12,85	
mars					12,84	
avril				12,72	12,83	12,72
mai					12,72	
juin					12,78	
juil.						
août					12,75	
sept.						
oct.						
nov.						
déc.					12,75	

TABLEAU F-7 (suite)

DATE	TEX-ACO OIP	IMPÉRIALE Réel	IMPÉRIALE OIP	Prix de cession aux tiers représentatif DOE — Mélange Leona 25°	Mélange Leona 26°	Prix de vente minimal	DATE	Prix de vente minimal (26°)
1979								1981
janv.	13,35*	13,36	13,78	13,16	13,22	13,36	janv.	32,88
fév.			13,86	13,16	13,22		fév.	
mars			13,35	13,17	13,23		mars	
avril		15,76	15,75	15,54	15,60	15,76	avril	
mai		16,36	16,35	16,14	16,20	16,36	mai	
juin			16,35	16,12	16,18		juin	
juil.		19,31	19,30	19,17	19,23	19,31	juil.	
août			19,29	19,18	19,24	19,48	août	
sept.			19,36	19,17	19,23		sept.	
oct.		19,48	19,49	19,45	19,51		oct.	
nov.			19,52	19,43	19,49		nov.	
déc.		23,48	23,50	23,58	23,64	23,48	déc.	
1980	—			n.d.	n.d.		1982	32,88
janv.		25,20				25,20	janv.	
fév.						26,78	fév.	
mars							mars	
avril							avril	
mai						29,28	mai	
juin			29,69				juin	
juil.		29,88	30,22			29,28	juil.	
août			29,83				août	
sept.			29,93				sept.	
oct.			30,01				oct.	
nov.			29,74				nov.	
déc.			29,71				déc.	

Notes accompagnant le Tableau F-7 sur la comparaison entre les prix fob du brut T.J. moyen importé (24,0 — 26,9° API), 1960 à 1982

Notes générales:

1. À l'exception des bruts d'Ultramar dont on ne connaît pas, pour certaines années, le degré API, tous les prix indiqués ont été normalisés à 26,0° API au moyen de la formule suivante: 0,02 $ par degré de 1958 à 1973, 0,06 $ de 1974 à 1976 et 0,10 $ par la suite.

2. Dans certains cas, des données sur les bruts vénézuéliens moyens autres que le T.J. moyen ont été utilisées; il s'agissait surtout de bruts entre 24,0 et 28,0° API.

3. Les données d'Impériale, de Gulf et de Texaco ont trait à des chargements à Amuay ou dans des ports équivalents (Puerto La Cruz). Quant à Ultramar, le prix des bruts en partance de La Salina a été converti au prix à Amuay par une majoration de 0,03 $ le baril. En l'absence de renseignements sur le port de chargement utilisé habituellement par BP, on a supposé qu'il s'agissait d'Amuay. Or, il pourrait s'agir de La Salina, auquel cas les prix indiqués seraient trop bas de 0,03 $.

Notes sur les colonnes:

1. ***Gulf***: Le prix de 1960 est le prix contractuel en vigueur cette année-là, qui était le prix affiché. Les prix de janvier et d'avril 1972 sont les prix contractuels du T.J. moyen à 26° en partance d'Amuay d'après les documents du secteur international déposés par le Directeur, Livre 6, intercalaire 240, p. 78766. Dans la pièce I-16E, un prix de 2,65 $ est indiqué pour les importations de brut à 26,8° entre janvier et mars 1972; normalisé à 26°, le prix est de 2,64 $. Les prix indiqués pour septembre 1969 et août-décembre 1972 sont basés sur les prix fob à La Salina. Une majoration de 0,03 $ permet de les convertir en prix fob à Amuay. Les chiffres donnés pour le 1er janvier et le 20 mars 1971, portant *astérisque*, sont les prix de référence aux fins d'impôt en vigueur cette année-là; les prix contractuels ne se sont pas écartés des prix de référence. Les prix donnés pour janvier et mars 1973, portant *astérisque*, sont tirés de la pièce I-361, intercalaire 22, p. 78431. Les prix communiqués par l'OIP, à savoir 9,53 $ (26,2°) pour février et mars 1974 et 12,85 $ (26,4°) pour 1977, ont été normalisés à 26°.

2. ***Texaco***: Le prix de 1960 est celui du brut Sylvestre à 26° API. Le prix déclaré des importations de 1962 était de 2,20 $, mais le prix contractuel a été ramené à 2,05 $ le 7 août. Le prix pour 1964 reflète une réduction moyenne de 0,06 $ le baril du prix contractuel du brut vénézuélien livré à Montréal (voir la note accompagnant le tableau 5). Les prix donnés pour 1969 et 1970 résultent du rajustement à 26° des prix Mesa à 28°, soit 2,14 $ et 1,84 $. Le prix du Mesa à 28° indiqué pour 1970 a été obtenu en soustrayant les frais de transport par pipeline (0,104 $) et les coûts de fret (0,249 $) du prix caf à Montréal de 2,194 $ (voir pièce I-16G). Le prix donné pour janvier 1979 est celui du brut T.J. moyen à 24°, rajusté à 26° par une majoration de 0,10 $ par degré API. La formule de rajustement API de 1978 s'appliquait dans ce cas puisque le brut avait été chargé en 1978.

3. ***Impériale***: Pour la période allant de 1968 à 1972, les chiffres donnés sont les prix d'achat de la filiale off-shore.

4. ***BP***: Il semblerait que BP ait acheté du T.J. moyen à Esso International en contrepartie d'achats par Esso de brut iranien léger à BP Trading Company Ltd. (voir pièce I-289). Le prix de 1978 a trait au brut en partance d'Amuay. Le prix indiqué pour février 1972 est en réalité celui du 20 janvier.

5. ***Ultramar***: Les chiffres donnés sont les prix fob à La Salina convertis en prix fob à Amuay par une majoration de 0,03 $ le baril. Deux séries de prix sont données. a) *Prix off-shore*: Les prix off-shore pour la période allant de juin 1967 à novembre 1974 ont été communiqués par Ultramar dans la pièce I-335. Bien que ce document ne contienne aucun renseignement sur le degré API, les chiffres indiqués reflètent le degré API des bruts les moins chers d'après la pièce I-50, annexe 3, qui renferme des renseignements sur les cessions par Esso International, fournisseur du brut du groupe Ultramar. Dans la pièce S-30 (pp. I-9 à I-11), Impériale indique que les prix les plus bas communiqués dans I-50 pour la période 1968-1972 ont été consentis au groupe Ultramar. En 1974, il y a eu plusieurs rajustements rétroactifs des prix, comme en fait mention la pièce I-335. Seuls les chiffres de la dernière révision figurant dans I-335 sont indiqués. Certaines des ventes aux raffineries de Terre-Neuve et du Québec ont été facturées, respectivement, en août et en septembre 1974, bien que le fournisseur off-shore (Ultramar Liberia) ait d'abord rapporté son achat original de ces bruts en mars 1974. (L'annexe du tableau E-7 contient de plus amples renseignements sur les prix off-shore.) b) *Prix contractuels*: Les prix contractuels d'Esso International pour la période 1961-1965 sont tirés de la pièce d'Irving Oil (I-263), qui précise qu'Ultramar avait un contrat à terme de vingt ans au prix affiché moins 0,40 $ (pour de plus amples renseignements, voir l'annexe E). Les prix affichés étant de 2,030 $ à Amuay et de 2,27 $ à La Salina, les prix nets seraient de 1,90 $ et 1,87 $. L'écart entre le prix indiqué, soit 1,93 $ et 1,90 $, est vraisemblablement dû à la confusion qui règne quant aux ports de chargement utilisés par Ultramar. Le prix de 1,93 $ est le plus faible qui figure dans la liste des prix de cession du T.J. moyen entre 1960 et 1963 (pièce I-50, annexe 3). Des prix inférieurs à 1,93 $ ont été rapportés pour 1964-1965, mais les renseignements contenus dans I-78 (intercalaires C4 et C5) laissent supposer qu'en 1965 ainsi qu'en 1968-1970, Esso International a parfois vendu à Ultramar du brut en partance d'Amuay aux prix inférieurs applicables à La Salina. Ces prix sont donnés entre parenthèses. Les prix contractuels pour la période allant de 1966 au 17 décembre 1970 sont tirés de la pièce I-78A. Les prix entre janvier et le 1er mars 1971 sont également tirés de I-78A relativement à certaines livraisons à la raffinerie de Terre-Neuve, tandis que les prix entre le 18 mars et décembre 1971 (des livraisons à la raffinerie du Québec et de certaines livraisons à Terre-Neuve) sont tirés des pièces M-675 et I-330, qui font état des marchés de la nouvelle raffinerie du Québec pour du T.J. moyen variant entre 24,0 et 24,9° entre (i) Esso International et Ultramar Panama, (ii) Ultramar Panama et Ultramar Liberia et (iii) Ultramar Liberia et Golden Eagle Canada (maintenant appelée Ultramar Canada). Aux termes de ces marchés, Ultramar Panama pouvait également approvisionner la raffinerie de Terre-Neuve en brut T.J. moyen aux mêmes conditions qui s'appliquaient à la raffinerie québécoise afin de remplacer les volumes de bruts exclusifs au groupe Ultramar (c.-à-d. Oritupano et Mercedes) qui étaient livrés au Québec. La pièce I-335 fait état d'importations au Québec d'Oritupano en août 1971 (180 775 bl), en février 1972 (175 704 bl), en mars 1972 (1 015 981 bl) et de Mercedes en décembre 1972 (243 638bl). Par conséquent, les prix stipulés dans le marché de la raffinerie du Québec s'appliquaient également aux importations par la raffinerie de Terre-Neuve en

Notes accompagnant le tableau F-7 sur la comparaison entre les prix fob du brut T.J. moyen importé (24,0 — 26,9° API), 1960 à 1982 (suite)

Notes sur les colonnes (suite):

1971 et 1972. Le marché passé avec Esso International prévoyait des variations de prix en fonction des modifications des prélèvements par l'État hôte. Ce marché devait expirer le 31 décembre 1980, mais les prix pouvaient être renégociés à tout moment après le 31 décembre 1974; ils devaient entrer en vigueur le 1er janvier 1976. Ultramar a cessé d'importer le T.J. moyen à la fin de 1974. c) *Prix off-shore contre prix contractuels*: Les prix contractuels indiquent que les prix off-shore fournis par le groupe Ultramar dans la pièce I-335 pour la période juillet-décembre 1971 comprenaient des majorations de 0,20 $ et 0,09 $ des importations au Québec et à Terre-Neuve, respectivement. La majoration des livraisons à Terre-Neuve était inférieure en raison des coûts de fret plus élevés qu'entraîne l'utilisation de pétroliers de plus faible tonnage. Aucun renseignement quant au maintien, à la modification ou à l'élimination de la majoration entre 1972 et 1974 n'est disponible. Lorsqu'il s'agit de comparer les prix off-shore et les prix contractuels, il importe de rappeler qu'il y a souvent eu décalage de plusieurs mois entre les variations des prix off-shore d'importation et celles des prix contractuels. Cela tenait à ce que les bruts importés dans un mois donné avaient été chargés le mois précédent au Venezuela. De plus, le délai de paiement de 120 jours consenti à Ultramar par Esso International (voir M-675 et I-78A) peut avoir retardé l'effet de la variation des prix contractuels sur les prix off-shore facturés des importations au Canada. (Par exemple, tandis que le prix contractuel a enregistré une hausse le 10 mai 1971, ce n'est qu'en juillet que l'on constate une modification du prix des importations à Terre-Neuve.) d) *Formules d'ajustement du degré API*: Pour la période allant de 1960 au 1er mars 1971, les rajustements du degré API se sont faits selon la méthode habituelle, à savoir 0,02 $ par degré. Pour la période allant du 18 mars à décembre 1971, le rajustement des prix off-shore a été fait en calculant 0,0075 $ par degré, conformément aux stipulations du marché passé entre Ultramar Liberia et Golden Eagle Canada (voir M-330). Cette formule a également été appliquée au prix contractuel d'Esso International parce que la pièce M-675, tout en confirmant le taux de 0,02 $ par degré, prévoyait la révision de la formule de rajustement de la densité API en cas de modification imposée par les autorités vénézuéliennes. Cela s'est effectivement produit au début de 1971, moment auquel le taux de 0,015 $ par degré a été adopté. Le taux de 0,0075 $ a été utilisé parce qu'il concordait avec les modifications de prix qui ont été déclarées. En 1972, le degré API des bruts n'a été donné (dans la pièce I-335) que pour les mois de février et mars. Il n'a donc pas été possible de savoir quel était le degré API des bruts auxquels s'appliquent les prix off-shore fournis pour la période allant d'avril 1972 à novembre 1974. Si l'on se fie au degré API des bruts importés précédemment, on peut supposer qu'il variait entre 24 et 27°.

6. *Exxon — Fourchette des prix de cession aux tiers*: Ces chiffres sont les prix minimums et maximums payés à Esso International par des tiers non intégrés. Les chiffres de 1970 entre parenthèses représentent une ventilation de deux séries de prix données par acheteur pour cette année; la pièce I-78A, intercalaires C4 et C5, établit qu'il y a eu, le 17 décembre, une augmentation du prix des ventes faites au groupe Ultramar. Pour la période 1971-1975, les données ne représentent que les échelles de prix pour l'année donnée ou une partie de celle-ci. Il n'a pas été possible d'établir des échelles de prix mensuels pour cette période. Pour 1971 et 1972, les échelles de partie d'année ont été tirées de la pièce I-78A, intercalaire 6B, pp. 7 à 10, qui comporte la liste des prix pour les périodes allant de janvier au 17 mars 1971, du 18 mars au 31 décembre 1971, de janvier à mars 1972 et d'avril à décembre 1972. Ces données ont été rajustées d'après les renseignements sur les prix contenus dans I-50, et les prix ainsi obtenus figurent entre parenthèses. La conciliation des prix provenant des deux sources a exigé une majoration de 0,03 $ pour convertir les prix à La Salina en prix fob à Amuay. Bien que les prix indiqués concernent surtout le T.J. moyen, certains ont trait à d'autres bruts vénézuéliens moyens comme le Tigre et le LaRosa tous deux à 24° API. Le prix de ces deux bruts a été converti à 26° à raison de 0,02 $ par degré jusqu'en 1973 et de 0,06 $ en 1974 et 1975. Les prix du LaRosa, étant des prix fob à La Salina ont été majorés de 0,03 $ pour les convertir en prix fob à Amuay. Comme les prix du Tigre sont ceux d'un brut en partance de Puerto La Cruz, ils sont les mêmes que les prix à Amuay. Si les ventes de ces deux bruts étaient exclues, les prix maximums annuels en 1960, 1968, 1969 et 1970 seraient moins élevés (soit 2,04 $, 1,92 $, 1,63 $ et 1,87 $), tandis que les prix minimums et ;maximums en 1966 auraient été de 1,191 $. Les prix maximums pour les deux périodes de 1970 auraient été, respectivement, de 1,87 $ et 1,76 $. En 1974, les prix minimums auraient été plus élevés (9,20 $).

7. *Coûts taxes incluses*: Il s'agit du coût du brut de concession, qui comprend les coûts de production plus les taxes et redevances versées à l'État hôte (voir le Livre vert du Directeur, volume III, p. 42 pour 1969 et la pièce I-107 pour la période 1970-1976). Ce coût comprend les majorations des taux de fret, mais non les majorations pour teneur en soufre.

8. *Prix affiché*: Le prix donné pour le 18 mars 1971 est en réalité celui du 20 mars. Les chiffres pour 1970-1975 sont les valeurs minimales aux fins d'imposition des exportations et comprennent les majorations des taux de fret.

9. *Prix représentatifs de cession aux tiers DOE*: Le ministère de l'Énergie (DOE) des États-Unis a défini le prix représentatif comme le prix le plus bas auquel 50 p. 100 ou plus (selon le volume) des cessions se sont effectuées dans un mois donné. Il s'agit en somme du prix moyen pondéré. Pour la période octobre 1973 à septembre 1974, les chiffres indiqués ont été obtenus en soustrayant 0,10 $ du prix DOE maximal. Étant donné la définition du prix maximal, ce chiffre constitue la valeur la plus élevée que le prix représentatif aurait pu atteindre pendant ces mois (pour de plus amples renseignements, voir les notes accompagnant le tableau 1). Les chiffres de 1979 ayant trait au T.J. moyen n'étaient pas disponibles; les prix publiés du mélange Leona, supposé à 25° API, ont été convertis à 26° aux fins de comparaison.

10. *Valeur fiscale minimale*: Il s'agit des prix de référence fixés par le Venezuela aux fins d'imposition des exportations entre 1973 et 1975. Ils comprennent les majorations des taux de fret, mais non celles pour teneur en soufre.

11. *Prix de vente minimal*: À compter de 1976, les chiffres donnés équivalent aux prix de vente officiels.

TABLEAU F-8

Comparaison entre les prix fob des bruts nigériens importés (24,0 — 37,0° API)[1], 1965-1982 (en $ US par baril)

DATE	GULF		IMPÉRIALE		TEXACO	BP		PETROFINA		Prix de cession aux tiers à terme rajustés en fonction de L'API de Gulf	Brut nigérien Bonny léger					
											37° API			Rajusté en fonction du degré API de Gulf		
	API	Prix	API	Prix		API	Prix	API	Prix	Fourchette (Moyenne)	Officiel	Spot	Affiché	Officiel	Spot	Affiché
1965	34,0	1,75	—	—	—	—	—	—	—	1,33-1,94 (1,68)	2,00	1,68	2,23	1,94	1,62	2,17
1966	34,0	1,70	—	—	—	33,0	n.d.	—	—	1,53-1,77 (1,68)	1,90	1,63	2,23	1,84	1,57	2,17
1967	34,0	1,70	32,6	1,81	—	33,0	n.d.	—	—	1,70-1,73 (1,72)	1,95	1,76	2,23	1,89	1,70	2,17
1968	35,0	1,72	—	—	—	—	—	—	—	1,65-1,80 (1,72)	2,00	1,88	2,23	1,96	1,84	2,19
1969	35,0	1,80	—	—	—	29,0	1,75*	—	—	n.d.	1,95	1,83	2,23	1,91	1,79	2,19
						24,0	1,65*									
1970	35,0	1,80	—	—	n.d.	29,0	1,75	—	—	n.d.	2,10	2,26	2,23	2,06	2,22	2,19
						24,0	1,65									
1971			—	—	—			28,9	2,25*	n.d.	2,35	2,66	2,64	2,31	2,62	2,60
janv.	35,0	2,10				29,0	1,88				2,65	2,58		2,61	2,54	
						24,0	1,78									
20 mars	35,0	2,72				29,0	2,52									
						24,0	2,42									
avr.																
mai																
juin											2,05	2,75		1,99	2,69	
10 sept.						30,3	2,52									
						24,8	2,42									
1972			—	—	n.d.			26,9	2,21*	n.d.	2,80	2,70	3,39	2,77	2,67	3,36
1er janv.	36,0	2,74				30,3	2,52				2,80	2,66		2,77	2,63	
						24,8	2,42									
20 janv.	36,0	2,90														
15 fév.						30,3	2,685									
juil.											2,80	2,73		2,77	2,70	
sept.	36,0	2,85				30,3	2,685									

TABLEAU F-8 (suite)

	GULF				BP				TEXACO		PETROFINA		ULTRAMAR		SUN OIL			Bonny Léger 37° API		
	Société		OIP		Société		OIP		OIP		Société		OIP		Tiers non intégrés		Prix de cession aux tiers représentatif DOE (34°)			
Date	API	Prix	API	Prix	API	Prix	API	Prix	API	Prix	API	Prix	API	Prix	API	Prix		Officiel	Spot	Affiché
1973			—	—	30,3		—	—	36,0	n.d.	—	—	—					3,20	3,40	4,75
janv.	36,0	3,02				2,80				"								3,10	3,05	
fév.	"	"								"										
mars	"	"				3,21				"								3,30	3,75	
avr.	"	3,15								"										
mai	"	"				3,35				"								3,85	4,50	
juin	37,3	3,47				3,43				"										
juil.	"	3,55				3,53				"										
août	36,8	3,62°				3,53				"							7,07	5,90	7,00°	
sept.	"	3,62°				3,52				"										
1er oct.	"	6,40				6,02				"							7,07			
20 oct.	"					6,02				"							7,10			
nov.	36,4	6,46				5,88														
déc.	36,8	6,65																		
1974	36,2	10,48			30,3						31,0	8,60°						11,40	12,92	14,19
janv.						10,86	31,1	10,87									16,94	10,75	15,50°	
fév.			36,4	9,95													16,47			
mars			35,7	9,95			30,8	10,85									12,54			
avr.			36,4	9,95													14,59	11,55	13,00	
mai																	13,52			
juin													40,2	10,45°			13,26			
juil.															30,0	13,04	12,80	11,55	11,50	
août															37-40,0	14,22	12,50			
sept.							30,8	11,61									12,18			
oct.						11,10°											11,70	11,75	11,70	
nov.							30,7	n.d.									11,93			
déc.							31,5	12,10	31,3	11,77							11,85			
							25,5	11,96												

TABLEAU F-8 (suite)

	GULF				TEXACO		BP								
	Société		OIP		OIP		Société		OIP		Prix de cession aux tiers représentatif DOE	Bonny léger 37-40° API			Forcados 31°
Date	API	Prix	API	Prix	API	Prix	API	Prix	API	Prix	34°	Officiel	Spot	POFE	POFE
1975	36,0*	12,00*										11,61	11,50		n.d.
janv.	"	"					30,3	11,90			11,74	11,80	11,50		
fév.	"	"						"	31,0	11,91	11,75				
mars	"	"					31,0	"	30,9	n.d.	11,81				
avr.					30,9	11,66		11,66			11,62	11,80	11,40		
mai					31,2	11,66		"			11,63				
juin								"	30,1	11,66	11,36				
juil.					30,7	11,39		11,59			11,23	11,43	11,50	11,43	
août								11,41			11,23				
sept.			36,6	11,37				"	30,9	11,41	11,33				
oct.								12,56			12,55	11,43	11,60	12,70	
nov.			35,5	12,76	31,1	12,64		"	30,9	12,56	12,61				
déc.					31,3	12,64		"	31,3	12,57	12,61				
1976	36,0	12,91*			37,3	12,92*						12,97	13,14		
janv.			30,5	12,84	31,0	12,74	31,0	12,70			12,76	12,84	12,90	12,70	n.d.
fév.			30,6	12,84	30,6	12,73			30,8	n.d.	12,78				
mars		36,9	12,93					31,0	12,71	12,82					
avr.									31,1	"	12,86	12,84	12,95	12,89	12,71
mai									30,9	12,70	12,82				
juin									31,0	12,71	12,89				
juil.								12,90			13,07	13,10	13,15	13,10	12,92
août									30,9	12,90	13,03				
sept.											13,05				
oct.								13,05			13,25	13,10	13,56	13,25	13,07
nov.									30,6	13,04	13,27				
déc.									30,5	"	13,42				

TABLEAU F-8 (suite)

	BP						IMPÉRIALE							POFE	
	OIP		Bonny léger 37-40° API			Forcados 31°		OIP		Prix de cession aux tiers repré-	Bonny léger 37-40° API			Forcados	Brut nigé-
Date	API	Prix	Officiel	Spot	POFE	POFE	Date	API	Prix	sentatif DOE	Officiel	Spot	POFE	31°	rien moyen 26°
1977	30,7	14,09	14,48	14,30			1979	—	—						
janv.			14,33	14,45	14,31	14,08	janv.			15,21	14,84	21,05	14,80	14,44	14,23
fév.							fév.			15,12					
mars							mars			15,12					
avr.	30,5	14,24	14,33	14,45	14,61	14,40	avr.			18,72	19,52	29,90	18,50	18,10	17,50
mai							16 mai			20,98			20,96	20,60	20,00
juin							juin			21,40					
juil.			14,63	14,28	14,28	14,40	juil.			24,27	23,41	35,75	23,47	23,10	22,00
août							août			25,60					
sept.							sept.			26,76					
oct.			14,63	14,05			oct.			25,87	26,14	40,33			
nov.							6 nov.			31,26			26,24	25,87	24,77
déc.							17 déc.			32,00			29,97	29,80	28,70
1978	—	—	14,10	14,21			1980			n.d.					
janv.			14,33	14,00	14,31	14,01	janv.				34,67	38,92	29,97	29,80	28,70
fév.							4 fév.						34,18	34,01	32,91
mars							mars								
avr.			14,33	13,89	13,93*	13,58*	avr.				36,72	38,15	34,69	34,52	33,42
mai							22 mai						36,69	36,52	35,42
juin							juin	29,5	36,21						
juil.			13,87	13,98	13,85*	13,55*	juil.	25,4*	36,09*		37,73	34,77	37,00	36,83	35,73
août							août								
sept.							sept.								
oct.			13,87	15,00	14,10	13,60*	oct.								
nov.							nov.								
déc							déc								

TABLEAU F-8 (suite)

Date	GULF		ULTRAMAR		IMPÉRIALE		POFE	
	OIP		OIP		OIP			
	API	Prix	API	Prix	API	Prix	Bonny léger 37° API	Nigérien medium 26 °
1981	—	—			—	—		
janv.								
fév.							40,00	38,70
mars			34,9	36,76				
avr.	37,7	40,04						
mai								
juin								
juil.								
26 août								
sept.							36,00	34,70
oct.								
nov.							34,50	33,20
déc.							36,50	35,20
1982								
janv.								
fév.							36,50	33,75
20 mars								
avr.							35,50	33,50
mai								
juin					25,1	33,51		
juil.								
août							35,50	33,50
sept.								
oct.								
nov.								
déc								

Notes du tableau F-8 qui présente une comparaison entre les prix fob des bruts nigériens (24,0 — 37,0° API) importés, 1965 à 1982

Note générale:

1. Comme la société Gulf a été le principal importateur de brut nigérien pour la période allant de 1965 à 1976, les données sur les prix pratiqués par les autres importateurs, ainsi que celles signalées par des tiers, peuvent être rajustées de manière à refléter les niveaux API du brut nigérien importé par Gulf Canada. En vertu d'une convention internationale, avant le 20 mars 1971, la formule de rajustement utilisée était 0,02 $ le baril par degré API. Du 20 mars 1971 jusqu'en 1973, on a utilisé 0,03 $ le baril par degré API. En 1974, la formule appliquée a été celle du 0,06 $/0,03 $, soit 0,06 $ au-dessus de 34° API et 0,03 $ au-dessous de ce seuil. De 1975 à 1982, on est revenu à 0,03 $ par degré API. Bien qu'elles soient exprimées ici en $ par degré API, les formules utilisées à partir de 1971 donnaient lieu à des rajustements pour des variations d'un deuxième de degré API.

   Les formules de rajustement API mentionnées ci-dessus découlent des diverses ententes internationales conclues entre l'OPEP et les sociétés pétrolières. Les formules de rajustement appliquées au niveau interne par Gulf, BP et Texaco après le 20 mars 1971 ont été jugées trop divergentes pour qu'on tente de les comparer dans le présent tableau. Du 20 mars 1971 au 30 juin 1975, par exemple, la société BP a indiqué qu'elle utiliserait comme formule de rajustement pour toute variation des niveaux API, 0,01 $ par degré API (pièce I-289, tableau 4). Cela témoigne probablement du fait qu'au cours de la plus grande partie de cette période, le coût libéré d'impôt du pétrole brut acheté par sa société mère n'a varié que d'environ 0,01 $ par degré API. Par contre, jusqu'à la fin de 1973, les contrats de Gulf conservent la formule traditionnelle de 0,02 $ par degré API (voir la pièce I-380). Lorsque, le 1er juillet 1985, BP adopte la formule de 0,03 $ par degré API, Gulf applique un rajustement de 0,06 $ par degré. Ce n'est qu'en 1976 que les deux sociétés utilisent la même formule (0,03 $ par degré API). Quant à Texaco, ses formules de rajustement ont été de 1,5 $ de 1971 à 1973, 0,06 $/0,03 $ en 1974 et 1975 et 0,03 $ en 1976. Cette grande différence dans les formules de rajustement adoptées par les sociétés est compréhensible vu que ces dernières tiennent habituellement à des variations limitées (c.-à-d. de moins de 2 degrés) des niveaux API de leur brut importé. Les retards observés en ce qui concerne l'adoption individuelle des nouvelles formules par les sociétés pétrolières peuvent avoir découlé d'un simple manque d'empressement ou de la nécessité de respecter des contrats existants.

   Les formules API utilisées pour effectuer les rajustements dans les cas de variations d'au moins un dixième de degré dans les niveaux API n'ont en général figuré dans les contrats des sociétés pétrolières canadiennes que plusieurs années après leur introduction dans les accords de Téhéran, de Tripoli et de Lagos, conclus en 1971 avec l'OPEP. D'après la pièce I-16E, il semble que la société Gulf ait, de 1966 à 1974, rétroactivement appliqué ces formules de rajustement à ses prix du brut. Les données API indiquées dans le cas de BP sont les moins élevées des intervalles de variation qui figurent dans les pièces I-289, tableau 4, et I-314. Cet intervalle était de 0,9° API avant mars 1975 et de 0,09 par la suite.

Notes sur les colonnes:

1. *Gulf*: Les niveaux API et les prix indiqués pour la période allant de 1966 à avril 1973 inclusivement sont ceux mentionnés dans les contrats alors en vigueur (voir la pièce I-380) plutôt que dans la pièce I-16E qui, pour le brut nigérien du nouveau API moyen importé, donne souvent les prix des importations par année ou pour plusieurs mois au cours d'une année. Il y a exception toutefois dans le cas du prix indiqué pour septembre 1972. Celui-ci a été calculé par extrapolation à partir de la moyenne pondérée (par volume) des prix de 2,927 $ et 2,871 $ indiqués pour mars à août et septembre à décembre dans la pièce I-16E dans laquelle est mentionné un prix de 2,90 $ pour du brut de 37° API, prix qui s'apparie au prix de 2,88 $ pour du brut de 36°, soit le prix du brut nigérien déclaré pour la seconde moitié de 1972 (voir la pièce I-361, tableau 22, p. 78431). Donc, si le 20 janvier le prix du marché pour du brut de 36° API était de 2,90 $ (ou 2,92 $ à 37°), en septembre, il aurait dû avoir été ramené à 2,85 $ pour du brut de 36° API (ou 2,87 $ pour 37°). En outre, il est à noter qu'en 1972, Gulf Canada aurait dû payer le prix du marché seulement pour les 10 000 premiers barils de brut nigérien importés par jour. En effet, il devait verser pour la deuxième tranche de 10 000 b/j un prix équivalent ou inférieur à celui du brut Ceuta 31° (2,578 $) parce que le brut nigérien supplémentaire était destiné à remplacer les livraisons de brut Ceuta 31° (moins coûteux) jamais fournies pour la raffinerie de Montréal. Cependant, Gulf Canada a déclaré dans la pièce I-361, tableau 13, pp. 65297-98, que son fournisseur associé (Gulf Oil Trading Company) n'avait pas respecté cette entente pour la seconde moitié de 1972. (Comme il est mentionné dans la pièce I-16E, son fournisseur a par la suite également manqué à son engagement pour la première moitié de 1972.) Le prix moyen de septembre (2,85 $) représentait en réalité un rabais de 0,10 $ puisque le rabais accordé s'appliquait uniquement à la deuxième tranche de 10 000 b/j importés. Cette réduction était tout de même beaucoup moins élevée que le rabais de 0,326 $ convenu à l'origine (voir la pièce I-361, tableau 8, pp. 62991 et 62995 à 62998 et tableau 11, p. 65302). Une réduction analogue de 0,10 $ était comprise dans le prix de marché du brut Ceuta 31° en vigueur le 20 décembre afin de tenir compte des économies réalisées parce que le transbordement avait pu se faire par navires très gros porteurs (VLCC) jusqu'à Point Tupper et par pétroliers plus petits jusqu'à Portland. Les prix d'août et de septembre sont un prix moyen mentionné dans la pièce I-16E pour ces deux mois. Le prix annuel applicable à 1974 provient de la pièce I-16E. Les données de 1975 et 1976 accompagnées d'un *astérisque* sont les niveaux API et les prix mentionnés dans les contrats. Les prix mensuels de l'OIP sont aussi indiqués pour 1974 à 1976 et pour 1981.

2. *BP*: De 1969 à janvier 1972, BP a signalé des données identiques sur les prix du brut nigérien léger de 34 ou 36,2° API et le brut Forcados (mélange de bruts nigériens destiné à l'exportation) de 29,0 ou 31,2° API (voir la pièce I-280, tableau 4). Comme le brut importé a été du brut Forcados, seuls les prix des contrats pour du brut de 29,0 ou 31,2° API sont indiqués. Bien que des données sur les importations soient fournies pour 1966 et 1967, les données fob pour ces années-là ne sont pas disponibles. En 1969, aucun brut n'a été importé aux prix indiqués. Les données mentionnées pour octobre 1974 correspondaient à un prix fob autorisé applicable à des paiements provisoires avant l'application définitive des augmentations prévues du coût (fiscalité comprise) et des frais de participation. Les deux séries de données de l'OIP pour décembre 1974 correspondent aux importations de deux différents types de brut nigérien au cours de ce mois. Pour 1982, aucune donnée fob n'était disponible en ce qui concerne le prix caf déclaré au tableau 9.

3. *Petrofina*: Les données applicables à 1971, 1972 et 1974 sont les prix d'achat canadien ou prix à l'importation excluant le dividende par baril de la Pannac (filiale étrangère). Les données déclarées par Petrofina pour 1974 (voir la pièce I-16H) n'ont pas été retrouvées dans les dossiers de l'OIP soumis par le Directeur (pièce I-114).

Notes du tableau F-8 qui présente une comparaison entre les prix fob des bruts nigérians (24,0 — 37,0° API) importés, 1965 à 1982 (suite)

Notes sur les colonnes (suite):

4. *Prix de cession aux tiers à terme*: Il s'agit de la fourchette et de la moyenne simple des prix observées par Adelman et Newton de 1965 à 1968 (voir la pièce I-51A, tableau II-4 et tableau II-5 respectivement). A l'origine, les données d'Adelman sur le brut nigérien avaient été rajustées en fonction du degré API et des variations de la teneur en soufre pour qu'il soit possible de les comparer avec celles sur le brut iranien lourd (31° API). La méthode utilisée par Adelman a été inversée afin d'obtenir les observations sur les prix qui ont été employées avec les données de Newton pour obtenir les chiffres figurant dans le présent tableau. Une formule de rajustement de 0,02 $ a ensuite été appliquée afin que ces prix correspondent aux niveaux API de Gulf (34° pour 1965 et 1967 et 35° pour 1968).

5. *Prix officiel, spot, affiché, officiel fixé par l'État*: a) La première série de chiffres concernant le brut nigérien Bonny léger de 37,0° API proviennent de la pièce I-18 pour ce qui est des données annuelles pour 1965 à 1976 et des pièces I-23 ou I-51D, tableau VII-8 pour les données semestrielles ou trimestrielles applicables à la période allant de 1970 à 1980. Les prix affichés déclarés pour 1965 et 1966 peuvent être des extrapolations du *Petroleum Intelligence Weekly*, source de ces données, parce que le prix du brut nigérien n'a été officiellement affiché qu'à compter de 1967. (A cette époque, les prix affichés étaient fixés par BP et Shell à 2,17 $ pour du brut de 34° API et à 2,03 $ pour du brut de 27° API. Les données trouvées dans le *Petroleum Intelligence Weekly* avaient été rétroactivement rajustées de 0,02 $ par degré API, à 37°.) b) La deuxième série de chiffres reflètent les rajustements des niveaux API de Gulf pertinents au cours des années 1965 à 1972. Pour les rajustements API, la formule de 0,02 $ a été utilisée jusqu'au 20 mars 1971. La règle du 0,03 $ a été ensuite appliquée jusqu'à la fin de 1972. Aucun rajustement n'a été fait de 1973 à 1980, car les niveaux API de Gulf étaient près de 37° API. Après 1976, Gulf n'a plus été le principal importateur. c) Il est à noter que les prix officiels sont les prix qui étaient payés en vertu des contrats à terme jusqu'à la fin de 1974. Pour 1975 et 1976, ils comprennent toute prime ou tout rabais, respectant les prix officiels fixés par l'État, applicable aux acheteurs. Les données de 1978 sur le POFE, accompagnées d'un *astérisque*, représentent un rabais par rapport au POFE qui était de 14,10 $ pour le brut Bonny léger et de 13,70 $ pour le brut Forcados. On a déclaré que les prix spot marqués d'un *astérisque* pour le quatrième trimestre de 1973 et le premier trimestre de 1974 n'avaient été appliqués que dans le cas d'un très petit nombre de transactions.

6. *Ultramar*: Le chiffre indiqué pour juin 1974 est le prix d'achat canadien ou le prix à l'importation à l'exclusion de la majoration fob de la filiale étrangère, mais non de toute majoration étrangère découlant des frais de transport.

7. *Texaco*: Les prix fob pour 1970, 1972 et 1973 n'étaient pas disponibles. Ceux applicables aux années 1974 à 1976 proviennent de l'OIP. Les deux séries de chiffres indiquées pour janvier 1976 correspondent aux importations de deux différents types de brut nigérien au cours de ce mois.

8. *Sun, tiers*: Ces données indiquent les prix de vente et d'achat pratiqués en juillet et août respectivement entre des sociétés pétrolières non intégrées et le groupe Sun, tels qu'ils figurent dans la pièce I-383. Le niveau API auquel s'applique le prix du nigérien léger mentionné pour août se situait, semble-t-il, entre 37 et 40°.

9. *Prix de cession aux tiers représentatif du DOE*: Le prix représentatif a été défini par le département de l'Énergie des États-Unis (DOE) comme étant le prix le moins élevé demandé dans au moins 50 p. 100 (par volume) des transactions entre tiers effectuées par mois. C'est-à-dire le prix médian pondéré. Le DOE a uniquement publié des données sur les prix du brut nigérien de 34° API pour 1973 à 1976 et sur le Bonny léger pour 1979. Les prix pour la période allant d'octobre 1973 à septembre 1974 ont été calculés en soustrayant 0,10 $ du prix maximum indiqué par le DOE. En raison de la définition du prix maximum, cette estimation indique le maximum que peut atteindre un prix représentatif. Le prix représentatif réel peut donc être inférieur à celui-ci.

10. *Impériale*: Le chiffre accompagné d'un *astérisque* donné pour juillet 1980 vaut en réalité pour juin.

TABLEAU F-9

Comparaison entre les prix livrés (caf) des bruts nigériens importés (24,0 – 37,0° API)[1], 1965-1982
(en $ US par baril, à Portland sauf indication contraire)

DATE	GULF		IMPÉRIALE (Dartmouth)		TEXACO		BP		SHELL		PETROFINA	
	API	Prix	API	Prix	API	Prix	API	Prix	API	Prix	API	Prix
1965	34,0	2,17	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—
1966	34,0	2,04	—	—	—	—	33,0	2,27	36,0	2,20	—	—
1967	34,0	2,04	32,6	2,28	—	—	33,0	2,27*	—	—	—	—
1968	35,0	2,06	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—
1969	35,0	2,14	—	—	—	—	29,0 24,0	2,08* 2,00*	—	—		—
1970	35,0	2,14	—	—	34,0	2,30	29,0 24,0	2,08 2,00	—	—	—	—
1971			—	—	—	—			—	—	28,9	2,88*
janv.	35,0	2,47			34,0*	2,80*	29,0 24,0	2,35 2,29				
20 mars	35,0	3,09					29,0 24,0	2,99 2,93				
avril 10 sept.							30,3 24,8	2,99 2,93				
1972			—	—	—	—			—	—	26,9	2,85*
1er janv.	36,0	3,12					30,3 24,8	2,99 2,93				
20 janv.	36,0	3,28										
15 févr.		3,31					30,3	3,155				
juil.					36,0	3,29						
sept.	36,0	3,23										

TABLEAU F-9 (suite)

	GULF				TEXACO				BP				MURPHY		ULTRAMAR		PETROFINA	
	Société		OIP		Société		OIP		Société		OIP		Prix off-shore estimatif		OIP		Société	
Date	API	Prix	API	Prix	API	Prix	API	Prix	API	Prix	API	Prix	API	Prix	API	Prix	API	Prix
1973		—	—	—	36,0		—	—	30,3		——	—	—	—	—	—		
janv.	36,0	3,46				3,49				3,24								
fév.	"	"																
mars	"	"																
avril	36,0	3,59				3,62				3,65								
mai	"	"																
juin	37,3	3,91				3,92				3,79								
juil.	"	3,99				4,85				3,87								
août	36,8	4,06*				4,94				3,97								
sept.	"	4,06*								"								
1er oct.	36,8	6,84				6,66				3,96								
20 oct.	"					8,92				6,46								
nov.	36,4	6,90				8,97				"			31,3	6,98*				
déc.	36,8	7,09				8,94				6,32								
1974	36,2	11,24			34,0				30,3				—	—			31,0	10,65*
janv.						13,90				11,51-	31,1	11,62						
fév.			36,4	10,77						11,61								
mars			35,7	10,74							30,8	11,60						
avril			36,4	10,57		13,80												
mai																		
juin															40,2	11,50		
juil.						13,26												
août																		
sept.											30,8	12,30						
oct.						12,64				11,85*								
nov.											30,7	n.d.						
déc.							31,3	12,47			31,5	12,79						
											25,5	12,71						

TABLEAU F-9 (suite)

	GULF				BP				TEXACO				ULTRAMAR	
	Société		OIP		Société		OIP		Société		OIP		OIP	
Date	API	Prix	API	Prix	API	Prix	API	Prix	API	Prix	API	Prix	API	Prix
1975					30,3				36,0					
janv.	36,0*	n.d.				12,58				12,69				
fév.	"	"				"	31,0	12,59						
mars	"	"			31,0	12,59	30,9	n.d.						
avril						12,35				12,60	30,9	12,38		
mai					"					31,2	"			
juin						12,36	30,1	12,36						
juil.						12,29				12,22	30,7	12,06		
août						12,13								
sept.			36,6	12,16		"	30,9	12,13		13,49				
oct.						13,28					31,1	13,03	36,9	13,66
nov.			35,5	13,44		12,27	30,9	13,27			31,3	13,15		
déc.						12,28	31,3	13,29						
1976	36,0*	n.d.			31,0				31,0		37,3	13,71*		
janv.			30,5	13,60		13,30				13,49	31,0	13,49*		
fév.			30,6	13,60			30,8	n.d.		"	30,6	13,49		
mars			36,9	13,65			31,0	13,30		"				
avril							31,1	"		"				
mai							30,9	"		"				
juin							31,0	13,29		"				
juil.						13,50				"				
août							30,9	13,49		"				
sept.										"				
oct.						13,64				"				
nov.							30,6	13,63						
déc.							30,5	"		13,49				

TABLEAU F-9 (suite)

	BP			IMPÉRIALE			GULF		ULTRAMAR		IMPÉRIALE		BP	
	OIP			OIP			OIP		OIP		OIP		Société	
Date	API	Prix	Date	API	Prix	Date	API	Prix	API	Prix	API	Prix	API	Prix
1977			1979	—	—	1981					—	—		
janv.	30,7	14,70	janv.			janv.								
fév.			fév.			fév.								
mars			mars			mars			34,9	37,39				
avril	30,5	14,85	avril			avril	37,7	41,49						
mai			mai			mai								
juin			juin			juin								
juil.			juil.			juil.								
août			août			août								
sept.			sept.			sept.								
oct.			oct.			oct.								
nov.			nov.			nov.								
déc.			déc.			déc.								
1978	—	—	1980			1982								
janv.			janv.			janv.								
fév.			fév.			fév.								
mars			mars			mars								
avril			avril			avril							43,0	30,40
mai			mai			mai					25,1	34,23		
juin			juin	29,5	37,51	juin								
juil.			juil.	25,4*	36,20*	juil.								
août			août			août								
sept.			sept.			sept.								
oct.			oct.			oct.								
nov.			nov.			nov.								
déc.			déc.			déc.								

Notes du tableau F-9 qui présente une comparaison entre les prix livrés caf des bruts nigérians (24,0 — 37,0° API) importés, 1965 à 1982

Note générale:

1. Comme la société Gulf a été le principal importateur de brut nigérian pour la période allant de 1965 à 1976, les données sur les prix pratiqués par les autres importateurs, ainsi que celles signalées par des tiers, peuvent être rajustées de manière à refléter les niveaux API du brut nigérian importé par Gulf Canada. En vertu d'une convention internationale, avant le 20 mars 1971, la formule de rajustement utilisée était 0,02 $ le baril par degré API. Du 20 mars 1971 jusqu'en 1973, on a utilisé 0,03 $ le baril par degré API. En 1974, la formule appliquée a été celle du 0,06 $/0,03 $, soit 0,06 $ au-dessus de 34° API et 0,03 $ au-dessous de ce seuil. De 1975 à 1982, on est revenu à 0,03 $ par degré API. Bien qu'elles soient exprimées ici en $ par degré API, les formules utilisées à partir de 1971 donnaient lieu à des rajustements pour des variations d'un deuxième de degré API.

   Les formules de rajustement API mentionnées ci-dessus découlent des diverses ententes internationales conclues entre l'OPEP et les sociétés pétrolières. Les formules de rajustement appliquées au niveau interne par Gulf, BP et Texaco après le 20 mars 1971 ont été jugées trop divergentes pour qu'on tente de les comparer dans le présent tableau. Du 20 mars 1971 au 30 juin 1975, par exemple, la société BP a indiqué qu'elle utiliserait comme formule de rajustement pour toute variation des niveaux API, 0,01 $ par degré API (pièce I-289, tableau 4). Cela témoigne probablement du fait qu'au cours de la plus grande partie de cette période, le coût taxes incluses du pétrole brut acheté par sa société mère n'a varié que d'environ 0,01 $ par degré API. Par contre, jusqu'à la fin de 1973, les contrats de Gulf conservent la formule traditionnelle de 0,02 $ par degré API (voir la pièce I-380). Lorsque, le 1er juillet 1985, BP adopte la formule de 0,03 $ par degré API, Gulf applique un rajustement de 0,06 $ par degré. Ce n'est qu'en 1976 que les deux sociétés utilisent la même formule (0,03 $ par degré API). Quant à Texaco, ses formules de rajustement ont été de 1,5 $ de 1971 à 1973, 0,06 $/0,03 $ en 1974 et 1975 et 0,03 $ en 1976. Cette grande différence dans les formules de rajustement adoptées par les sociétés est compréhensible vu que ces dernières tiennent habituellement à des variations limitées (c.-à-d. de moins de 2 degrés) des niveaux API de leur brut importé. Les retards observés en ce qui concerne l'adoption individuelle des nouvelles formules par les sociétés pétrolières peuvent avoir découlé d'un simple manque d'empressement ou de la nécessité de respecter des contrats existants.

   Les formules API utilisées pour effectuer les rajustements dans les cas de variations d'au moins un dixième de degré dans les niveaux API n'ont en général figuré dans les contrats des sociétés pétrolières canadiennes que plusieurs années après leur introduction dans les accords de Téhéran, de Tripoli et de Lagos, conclus en 1971 avec l'OPEP. D'après la pièce I-16E, il semble que la société Gulf ait, de 1966 à 1974, rétroactivement appliqué ces formules de rajustement à ses prix du brut. Les données API indiquées dans le cas de BP sont les moins élevées des intervalles de variation qui figurent dans les pièces I-289, tableau 4, et I-314. Cet intervalle était de 0,9 degré API avant mars 1975 et de 0,09 par la suite.

Notes sur les colonnes:

1. *Gulf*: Voir la note du tableau 8 pour les prix fob et les pièces I-16E et I-353 pour les frais de transport utilisés pour la période allant de 1966 à 1974. Le prix de 1965 provient du volume III du Livre vert (p. 152) où le prix caf indiqué pour Montréal est de 2,29 $ et devient 2,17 $ après soustraction des frais de transport par pipeline (0,12 $). On ne sait pas au juste à quel niveau API s'applique ce prix de 2,17 $. On suppose que c'est 34° à cause de la mention contenue dans la pièce I-353. Dans les notes sur le tableau 8, il est indiqué que le prix des importations supplémentaires de brut nigérian par Gulf Canada en 1972, qui devaient remplacer l'approvisionnement en Ceuta 31° moins coûteux et à l'origine destiné à la raffinerie de Montréal, aurait dû correspondre au prix du Ceuta qui était de 2,578 $ (prix fob) ou de 2,979 $ (prix caf Portland). Cependant, comme il est mentionné au tableau 8, le fournisseur de Gulf Canada (Gulf Oil Trading Company) n'a pas respecté cet engagement. Les frais de transport mentionnés à la pièce I-16E ne comprennent pas les frais liés à la frainte. En 1972 et 1973 (I-361, tableau 8, p. 63002), ceux-ci ont équivalu à 1,62 $ le baril. Pour 1975 et 1976, les prix caf n'étaient pas disponibles, mais les prix déclarés par l'OIP sont indiqués.

2. *Texaco*: Voir la note du tableau 8. Aucune importation n'a été déclarée au prix du marché de janvier 1971 indiqué.

3. *BP*: Voir la note du tableau 8. Le prix mentionné pour février 1974 vaut en réalité pour le 10 janvier. Le chiffre indiqué pour octobre 1974 est fondé sur une estimation autorisée du prix fob et sur le tarif de fret en vigueur le 10 janvier. Dans la pièce I-314, BP a déclaré un achat sur le marché spot de pétrole brut nigérian Brass River 43° au prix caf Portland de 30,40 $ le baril incluant un droit de grossiste de 0,05 $. Aucune donnée n'a été fournie par l'OIP au sujet de cette transaction.

4. *Petrofina*: Voir la note du tableau 8. Les données accompagnées d'un *astérisque* sont les prix d'achat canadien ou les prix à l'importation excluant le dividende par baril de Pannac (filiale étrangère).

5. *Ultramar*: Le prix de juin 1974 est le prix à l'importation ou le prix d'achat canadien à l'exclusion de la majoration fob de la société commerciale étrangère (Ultramar Liberia Ltd.), mais non des majorations imposées par la société Golden Eagle Liberia Ltd. au chapitre des frais de transport.

6. *Murphy*: Le chiffre indiqué pour novembre 1973 est un prix étranger estimatif obtenu en soustrayant le revenu net par baril (57,9 $) de la filiale étrangère Tepwin du prix d'achat canadien ou prix d'importation (7,556 $).

7. *Impériale*: Le chiffre accompagné d'un *astérisque* et donné pour juillet 1980 vaut en réalité pour juin.

TABLEAU F-10

Comparaison entre les prix fob des bruts koweïtien[1], iranien lourd[2] et saoudien moyen[3] importés (31° – 31,9° API), 1958-1982 (en $ US par baril)

DATE	SHELL	GULF		BP				PETROFINA		Fourchette de prix de cession aux tiers à terme		Koweïtien 31°		Iranien lourd	Koweïtien 31°	Iranien lourd	Koweïtien 31°	Iranien lourd 31°	
	Koweïtien 31°	Koweïtien 31°	Iranien lourd 31°	Koweïtien API	Koweïtien Prix	Iranien lourd API	Iranien lourd Prix	Koweïtien[1]/Iranien lourd[2] API	Koweïtien[1]/Iranien lourd[2] Prix	Koweïtien 31°	Iranien lourd 31°	Prix à terme officiel	Prix de cession aux tiers Spot	Prix Spot	Coût taxes incluses	Coût taxes incluses	Prix affiché	Prix affiché Abadan	Prix affiché Île de Kharg
1958	1,85	n.d.	n.d.	—	—	—	—	n.d.	n.d.	1,56-1,86	—	n.d.	n.d.	n.d.	n.d.		1,85	1,80	
1959	1,68	n.d.	n.d.	—	—	—	—	n.d.	n.d.	1,47-1,59	—	n.d.	n.d.	n.d.	n.d.				
janv.	1,85																		
13 fév.	1,67																1,85	1,80	
																	1,67	1,62	
1960	1,63		—	—	—	—	—	31,5	1,55[1]	1,24	—	1,64	1,46	n.d.			1,64		
janv.	1,67									1,47									
juil.		1,67								1,28-1,45							1,67	1,62	
1er août																			1,67
9 août	1,59	1,59								1,24-1,47							1,59	1,56	
16 août																			1,63
14 sept.																		1,58	
1961	1,59	1,47	—	—	—	—	—	31,4	0,71*2	1,34-1,59	1,26	1,59	1,41	n.d.	n.d.		1,59	1,58	1,63
1962	1,59	1,47	—	—	—	—	—			1,29-1,43	—	1,59	1,38	n.d.	n.d.		1,59	1,58	1,63
1963	—	1,47	1,51	—	—	—	—			1,16-1,44	1,42-1,48	1,59	1,35	n.d.	n.d.		1,59	1,58	1,63
										1,24-	1,35-								
1964	—	1,47	1,51	—	—	—	—			1,45	1,48	1,59	1,33	n.d.	n.d.		1,59	1,58	1,63
1965	—	1,34	1,34	—	—	—	—			1,06-1,45	1,23-1,47	1,45	1,31	n.d.	n.d.		1,59	1,58	1,63
1966	—	1,34	1,34	n.d.	n.d.	n.d.	n.d.			1,17-1,43	1,30-1,44	1,38	1,28	n.d.	n.d.		1,59		1,63
1967	—	1,34	1,34	n.d.	n.d.	n.d.	n.d.			1,05-1,40	1,28-1,44	1,35	1,27	n.d.	n.d.	0,91	1,59		1,63
1968		1,26	1,31	31,0	1,20*	31,0	1,30*			1,15-1,37	1,20-1,38	1,32	1,24	1,25-1,27	0,88	0,92	1,59		1,63
	—				1,30*														
1969	—	1,26	1,31	31,0	1,20*	31,0	1,24	30,9	0,93*2	1,15-1,20	1,20-1,23	1,30	1,20	1,23-1,27	0,89	0,94	1,59		1,63

TABLEAU F-10

Comparaison entre les prix fob des bruts koweïtien[1], iranien lourd[2] et saoudien moyen[3] importés (31° – 31,9° API), 1958-1982 (en $ US par baril)

DATE	GULF		BP				PETROFINA		Nfld. Ref. Co.	Fourchette de prix de cession aux tiers à terme		Koweïtien 31°		Koweïtien 31°	Iranien lourd	Koweïtien 31°	Iranien lourd 31°
	Koweïtien 31°	Iranien lourd 31°	Koweïtien API	Koweïtien Prix	Iranien lourd API	Iranien lourd Prix	Koweïtien[1]/Iranien lourd[2] API	Koweïtien[1]/Iranien lourd[2] Prix	Koweïtien 31°	Koweïtien	Iranien lourd	Prix officiel à terme	Prix de cession aux tiers spot	Coût taxes incluses	Coût taxes incluses	Prix affiché	Prix affiché Île de Kharg
1970	1,30	—	31,0	1,20	31,0	1,24	30,6	0,88[2]		1,15-1,34	1,20-1,25	1,30	1,15				
janv.	1,26			1,20		1,24				1,15-1,34	n.d.			0,886	0,94	1,59	1,63
avril									1,21	"	n.d.						
14 nov.	1,35								1,342	1,34	1,20-1,25			1,018	1,06	1,68	1,72
1971	—						—	—		1,34-1,68		1,68	1,61				
jan.		1,43	31,0	1,32	31,0	1,36			1,342	1,34		1,68	1,59	1,018	1,06	1,68	1,72
15 fév.		1,71		1,596		1,647			1,615	1,62				1,291	1,28	2,085	2,125
mars																	
juin		1,77		1,661		1,712			1,677	1,68				1,353	1,34	2,187	2,228
juil.									1,682	1,68		1,68	1,62				
août																	
10 sept.				1,663													
oct.																	
nov.																	
déc.																	
1972	1,76		31,0		31,0		—	—		1,80-1,68	n.d.	1,80	1,71			2,37	
1er janv.	1,68	1,77		1,663		1,712			1,682	1,68		1,80	1,65	1,353	1,34	2,187	2,228
20 janv.	1,773	1,885		1,773		1,872			1,795	1,80				1,466	1,52	2,373	2,417
mars																	
juin		1,83										1,80	1,77				
juil.		"							1,80	1,80							
nov.		"															

TABLEAU F-10 (suite)

	GULF				IRVING				PETROFINA			TEXACO								
	Iranien lourd/Saoudien moyen[3]				Iranien lourd				Iranien lourd/			Iranien lourd		Prix aux tiers représentatif du DOE des É.-U.			Koweïtien 31°		Koweïtien	Iranien lourd
	Gulf Co.		Total		Saint-Jean		Off-shore		Saoudien moyen[3]			31°								Affiché
Date	API	Prix	Leonard	OIP	API	Prix	50%	100%	API	Prix	OIP	API	Prix	Koweïtien 31°	Saoudien moyen 31°	Iranien lourd 31°	Prix officiel à terme	Prix de cession aux tiers spot	31° Affiché	Île de Karg
1973			—	—	n.d.	2,10*	1,564*	1,03*	30,6	2,58*	—	—	—				2,04	2,07	3,12	
janv.	31,0	1,99															1,97	1,94	2,48	2,53
fév.		"																		
mars		"																		
avril	31,0	2,09															2,10	2,20	2,63	2,67
mai		"																		
juin																			2,78	2,83
juil.	31,1	2,21															2,40	2,55	2,83	2,88
août	31,2	2,28																	2,94	2,99
sept.	"	"																		
1er oct.	"	"												3,78	n.d.	n.d.	3,50	3,90*	2,88	2,94
16 oct.		"													n.d.	n.d.			4,90	4,99
nov.	31,3	3,62												3,78	n.d.	n.d.			4,96	5,05
déc.														3,70	n.d.	n.d.			4,82	5,01

	Société			OIP					Société		OIP								POFE	POFE
1974					n.d.	9,88*	9,22*	8,55*	31,2	9,46*	9,63*[3]	API	OIP				9,44	10,25		
janv.	31,0	9,57	10,13	9,81					"	9,01*	9,61			9,55	n.d.	n.d.	8,57	11,00*	10,852	10,937
fév.	"	"	"	9,69					31,0	"	"			9,70	n.d.	n.d.				
mars	"	"	"	9,75					"	"	"	31,0	10,49	"	n.d.	n.d.				
avril	"	"	"						31,1	"	"			9,75	n.d.	n.d.	9,51	10,00		
mai	"	"	"	9,73	—	—	—	—						10,00	n.d.	n.d.				
juin	30,9	9,71	10,21	9,75	31,0	9,81	9,15,	8,49	30,8	9,01*	9,61			"	n.d.	n.d.			10,95	11,035
juil.	30,8	9,78		9,72	31,1	9,87	9,20,	8,54	30,4	9,09*[3]	9,69[3]			9,75	n.d.	n.d.	9,51	9,80		
août		9,70,[3]		9,69,[3]																
	30,9	9,78	10,36	9,91	—	—	—	—	30,7	9,15*	9,75			9,94	n.d.	n.d.				
sept.	"	9,78		9,72	32,0	9,85	9,19,	8,52						9,95	n.d.	n.d.				
oct.	"	10,24[3]		10,02[3]	—	—	—	—						10,16	10,19	10,33	10,17	10,20	10,737	10,821
nov.	"		11,37	11,22	—	—	—	—	31,0	10,07*	10,67			10,46	10,37	10,50			10,365	10,449
				10,50,[3]																
déc.	"		"	11,22	—	—	—	—	31,1	10,07*	10,67			10,46	10,39	10,54				

TABLEAU F-10 (suite)

	GULF						ULTRAMAR			PETROFINA			Prix aux tiers représentatif du DOE des É.U.			POFE				
	Iranien lourd			Koweïtien/ Saoudien moyen[3]			Iranien lourd			Iranien lourd						Koweïtien 31°				
	Société			Société			OIP			Société										
Date	API	Prix	OIP	API	Prix	OIP	API	Prix	Prix	API	Prix	OIP	Koweïtien 31°	Saoudien moyen 31°	Iranien lourd 31°	Prix officiel à terme	Prix de cession aux tiers spot	Koweïtien 31°	Iranien lourd 31°	Saoudien moyen 31°
1975																10,37	10,35			
janv.				30,3	10,38*	10,37[3]				31,1	10,14*	10,45	10,33	10,38	10,46	10,37	10,35	10,365	10,449	10,380
fév.	31,1	10,46*	10,46	31,3		10,39							10,34	10,39	"					
mars	31,0		"	31,2		10,39							"	10,45	10,45					
avril	30,9		"										10,37	10,38	"	10,37	10,35			
mai	30,8		"										"	10,44	10,44					
juin	30,9		"	30,8		10,38	30,7		10,45				n.d.	10,38	10,45					
juil.	32,0		10,53										"	10,35	10,42	10,37	10,35			
août													"	"	"					
sept.	30,9		10,46										"	10,36	"					
oct.	30,8		n.d.	31,0		10,38							"	11,29	11,41	10,37	10,35	11,30	11,495	11,331
nov.							30,8		n.d.				"	"	11,45					
déc.										31,3	11,16*	11,47	"	11,30	11,45					
1976					—	—		(Koweïtien) OIP	Iranien lourd OIP				n.d.			11,26	11,25			
janv.							31,0	11,53	11,72				"	11,33	11,41	11,30	11,18	11,30	11,495	11,331
fév.							31,2	(31,4*)	11,65	31,1	n.d.	11,47	"	"	11,36				11,400	
mars							31,3		11,62				"	11,30	"					
avril													"	11,33	11,35	11,30	11,18			
mai										31,0	n.d.	11,40	"	11,31	11,34					
juin							30,7	11,51	11,54	30,6	n.d.	11,32	"	11,28	11,30			11,23	11,330	11,280
juil.								(30,8*)					"	"	11,28	11,23	11,25			
août													"	11,25	11,25					
sept.	30,8		11,29										"	11,24	11,30					
oct.	31,0		11,30										"	11,29	"	11,23	11,40			
nov.	30,9		"										"	11,28	"					
déc.	31,1		11,41										"	"	11,32					

TABLEAU F-10 (suite)

Date	GULF				TEXACO		ULTRAMAR		Koweïtien 31°		Prix officiels fixés par l'État		
	Iranien lourd		Koweïtien		Saoudien moyen		Iranien lourd		Prix officiel rajusté	Prix de cession aux tiers spot	Koweïtien 31°	Iranien lourd 31°	Saoudien moyen 31°
	API	OIP	API	OIP	API	OIP	API	OIP					
1977									12,37	12,23	12,37	12,49	11,690
janv.	31,6	12,48			—	—	31,4	12,50	"	12,30			
fév.									"				
mars	31,0	12,47							"				
avril	31,2	12,47							"	12,30			
mai	30,8	n.d.							"				
juin	30,9	12,46					31,1	12,49	"				
juil.									"	12,20			12,320
août									"				
sept.	30,7	12,46	31,2	12,28			30,9	12,49	"				
oct.	30,9	12,46	31,2	12,28			30,8	n.d.	"	12,12			
nov.	30,7	12,47							"				
déc.	31,1	12,47					30,8	12,50	"				
1978									12,27	12,26			
janv.	31,0	12,46*					31,1	12,51	"	12,10	12,27	12,49	12,323
fév.	31,4	12,47							"				
mars	31,1	12,47					31,1	12,48	"				
avril	31,1	12,47							"	12,07	12,22		
mai	30,9	12,46							"				
juin	30,9	12,46					31,0	12,50	"				
juil.									"	12,13			
août					30,5	12,31			"				
sept.							30,6	12,48	"				
oct.							31,0	12,49	"	12,75			
nov.							30,9	12,49	"				
déc.									"				

TABLEAU F-10 (suite)

	GULF				TEXACO		PETROFINA		(BP) ULTRAMAR				Koweïtien 31°		Prix aux tiers représentatif du DOE des É.-U.		Prix officiels fixés par l'État		
	Iranien lourd		Koweïtien		Saoudien moyen		Koweïtien		Iranien lourd		Saoudien moyen								
Date	API	OIP	API	OIP	API	OIP	API	OIP	API	OIP	API	OIP	Prix officiel rajusté	Prix de cession aux tiers spot	Saoudien Moyen 31°	Koweïtien 31°	Koweïtien 31°	Iranien lourd 31°	Saoudien moyen 31°
1979																			
janv.			31,1	12,86									13,08	16,90	13,03	12,79	12,83	13,060	12,886
fév.			33,0	12,85											13,08	12,77	14,03*		
mars															13,04	13,96			
avril	31,3	16,07							31,5	16,06			16,29	25,70	14,05	15,72	15,80	16,040	14,052
mai	31,1	16,06	31,5	15,82											"	16,27	16,40*	16,640*	
juin			31,2	19,01	30,5	17,53									17,54	19,00	19,00**	17,740	17,547
juil.	30,0	19,93					31,1	19,56	31,1	19,91	30,1	17,53	18,96	29,80	17,55	19,49	19,49	19,900	
août															17,54	"			
sept.	30,7	20,25	31,0	19,66	30,2	17,56	31,0	20,35	(30,4)	(20,30)					17,45	"			
oct.	30,8	23,01											23,32	34,50	17,44	29,84	21,43	22,980	
nov.	31,1	23,01			31,1	23,55									23,54	25,50	25,50		23,547
déc.					31,3	23,52									23,55	25,50		27,98	

									Irving-Saoudien moyen									
									Saint-Jean		Off-shore							
1980	—	—				—	—		API	Prix					n.d.	n.d.			
janv.			31,6	27,53									27,90	33,75			27,50	29,64	25,454
fév.					31,6	25,46													
mars			31,4	27,52	31,5	25,47							29,22	33,88				34,37	27,454
avril			31,1	27,51													29,50		
mai					30,5	27,44													
juin			31,1	29,51	31,0	27,43							30,81	32,08			31,50		
juil.																			29,454
août																			
sept.																			
oct.																			31,454
nov.			32,2	31,70	30,9	31,45			31,1	31,49	n.d.								
déc.					30,9	31,45													

TABLEAU F-10 (suite)

	GULF		TEXACO		IRVING			PETROFINA				
					Saoudien moyen					Prix officiels fixés par l'État		
	Koweïtien		Saoudien moyen		Saint-Jean		Off-shore	Saoudien moyen				
Date	API	OIP	API	OIP	API	Prix		API	OIP	Koweïtien 31°	Iranien lourd 31°	Saoudien moyen 31°
1981												
janv.					—	—	—					
fév.			31,0	31,45	"	"	"			35,50	36,00	31,454
mars	30,9	35,56			"	"	"					
avril					"	"	"					
mai					"	"	"					
juin	30,8	35,57			"	"	"					
juil.			31,0	31,45	"	"	"					
août					"	"	"					
sept.					"	"	"	30,2	31,16			
oct.					"	"	"					
nov.					"	"	"					33,00
déc.			31,3	33,01	30,9	32,99	n.d.			33,00	33,40	
1982	—	—	—	—	n.d.	n.d.	n.d.	—	—			
janv.	"	"	"	"	"	"	"	"	"			
fév.	"	"	"	"	"	"	"	"	"	32,30	32,30	32,40
mars	"	"	"	"	"	"	"	"	"		31,30*	
avril	"	"	"	"	"	"	"	"	"		30,30*	
mai	"	"	"	"	"	"	"	"	"		28,30*	
juin	n.d.	n.d.	n.d.	n.d.	"	"	"	n.d.	n.d.			
juil.	"	"	"	"	"	"	"	"	"			
août	"	"	"	"	"	"	"	"	"	32,30	29,30	32,40
sept.	"	"	"	"	"	"	"	"	"			
oct.	"	"	"	"	"	"	"	"	"			
nov.	"	"	"	"	"	"	"	"	"			
déc.	"	"	"	"	"	"	"	"	"			

Notes du tableau F-10 comparant les prix fob des bruts koweïtien, iranien lourd et saoudien moyen importés (31,0 — 31,9° API), 1958 à 1982

Notes générales:

1, 2, 3. Les données sur les bruts koweïtien, iranien lourd et saoudien moyen sont identifiées dans le corps du tableau par les chiffres 1, 2 et 3 respectivement chaque fois que des données sur plus d'un de ces bruts figurent dans une colonne. Les bruts koweïtien et saoudien moyen ont moins de valeur que le brut iranien léger à cause de leur teneur en soufre relativement plus élevée (2,5 et 2,4 contre 1,66 %). Jusqu'à la fin de 1973, le prix de l'iranien lourd était en général de 0,04, à 0,05 $ plus élevé. Les écarts se sont élargis par la suite et ont varié de façon considérable. Les prix affichés des bruts koweïtien et saoudien moyen ont été les mêmes jusqu'en 1974, après quoi les prix officiels fixés par l'État de ces deux produits ont indiqué un écart de 0,02 à 0,05 $ en faveur du saoudien moyen. Du début de 1979 à octobre 1981, le prix du brut koweïtien a été sensiblement supérieur à celui du saoudien moyen. Par la suite, toutefois, on a observé que le prix du saoudien moyen était de 0,10 $ plus élevé en moyenne.

Notes sur les colonnes:

1. *Shell*: De 1958 à 1962, le prix contractuel utilisé par Shell était le prix affiché; les prix annuels correspondent au prix moyen payé par année pour chaque brut importé.

2. *Gulf*: a) *Brut koweïtien*: Les prix contractuels sont précisés pour 1960, 1961 et 1964 (sans qu'il soit tenu compte de la pièce I-353 qui ne déclarait que les prix mentionnés pour 1962 et 1965) parce que la pièce I-360, intercalaire 1, indique qu'il y a eu des importations ces années-là. En 1960, le prix contractuel était le prix affiché (voir I-16E, nº 19). De 1961 à 1967, il s'agissait du prix affiché moins 0,12 $. Pour 1968 à 1970, les prix sont fondés sur les renseignements figurant dans la pièce I-357, intercalaire 3, p. 65544 et 65448, qui révèlent qu'au cours de cette période, la revente sur le prix affiché était de 0,33 $. Le prix annuel moyen pour 1970 provient de la pièce I-16E. Les prix de 1972 figurent dans la pièce I-361, intercalaire 8, p. 63004. Les prix déclarés par l'OIP sont indiqués pour 1975, 1977 et 1979 à 1981. b) *Brut iranien lourd*: Le prix contractuel pour 1964 (prix affiché à l'île de Kharg moins 0,12 $) est indiqué à cause des renseignements sur les importations qui figurent dans la pièce I-360, intercalaire 1. Les prix applicables à 1963 et 1965 proviennent de la pièce I-353. Les prix pour 1966 à 1967 sont fondés sur le prix contractuel correspondant au prix affiché du brut de 31° moins 0,12 $ plutôt que sur les prix des importations indiqués dans la pièce I-16E applicables à des bruts de niveaux API variables au cours de chaque année. Comme dans le cas du brut koweïtien ci-dessus, les prix pour 1968 à 1969 sont fondés sur les renseignements figurant dans la pièce I-357, intercalaire 3, p. 65544 et 65448, qui indique que le prix contractuel était de 0,32 $ de moins que le prix affiché pour le brut de 31°. Les prix pour 1971 à janvier 1972 proviennent de la pièce I-380, intercalaires 18, 23, 26 et 35. Le prix pour juin à novembre est un prix moyen pour cette période mentionné dans la pièce I-16E. Il témoigne d'une entente (voir I-361, intercalaire 8, p. 62997) en vertu de laquelle pour des cargaisons de bruts koweïtien et iranien lourd *mélangés*, le prix devait être fixé comme si la proportion de brut koweïtien dans le mélange était d'au moins 25 %. (Aux prix en vigueur le 20 janvier 1972, le prix moyen pondéré aurait été de 1,857 $.) Le prix indiqué (1,83 $) révèle que la proportion de brut koweïtien dans le mélange était d'environ 50 %. Les prix pour janvier et avril 1973 proviennent de la pièce I-355, intercalaire 10, p. 63740. Les autres prix pour 1973 et ceux de 1974 figurent dans la pièce I-16E. Les prix de 1974 indiqués pour Total Leonard s'inscrivent dans le cadre d'un accord réciproque selon lequel Gulf Canada achetait de l'iranien lourd tandis que Total Leonard lui achetait du brut canadien (voir I-380, intercalaires 44 et 45). Les prix déclarés par l'OIP sont aussi indiqués pour 1974 et 1975 à 1979. Les données accompagnées d'un *astérisque* et applicables à 1975 et à janvier 1978 sont les prix contractuels signalés dans la pièce I-380, intercalaires 50 et 62. c) *Brut saoudien moyen*: Deux séries de prix sont indiquées pour 1974. La première, applicable à août et octobre, provient de la pièce I-16E et concerne des importations de bruts de 30,3 et 30,9° API. La deuxième donne les prix déclarés par l'OIP en août, octobre et décembre pour des importations de bruts de 30,3°, 30,9°, et 30,5° API. Le prix de janvier 1975 a aussi été déclaré par l'OIP pour des importations de brut de 30,3° API.

3. *BP*: Les données indiquées pour 1968 proviennent de la pièce I-293, p. 11176, qui renferme des estimations des prix du brut koweïtien et iranien lourd fondées sur les prix de soumission de BP Trading en février (1,20 $ et 1,30 $ respectivement). Le prix de 1,30 $ aussi indiqué pour le brut koweïtien en 1968 provient du Livre 22, intercalaire 481, p. 9322 (voir le Secteur international, documents B déposés par le Directeur), qui présente une estimation des prix caf/fob, datée du 11 juillet 1968, à partir de laquelle des frais de transport de 0,60 $ ont été calculés. Les valeurs caf du tableau 11 applicables aux bruts koweïtien et iranien lourd ont été calculées à l'aide de cette donnée sur les frais de transport. Les prix de 1969 au 14 février 1971 pour le koweïtien et l'iranien lourd sont les prix contractuels du brut dont le degré API se situe dans une fourchette allant de 31,0° à 31,9°, tels qu'ils sont déclarés dans la pièce I-289, intercalaire 4. Le 15 février 1971, les degrés API mentionné dans les contrats sont passés de 30,3° à 31,2° pour l'iranien lourd et de 31,4° à 32,3° pour le koweïtien et les prix ont été modifiés en conséquence. Le niveau applicable au koweïtien est ensuite passé de 31,2° à 32,1° le 10 septembre 1971. Les prix indiqués à compter du 15 février 1971 ont été convertis à 31° à l'aide de la formule de 0,01 $ par degré API utilisée par BP. Cette conversion a été effectuée pour des variations d'un dixième de degré par rapport au niveau API normalisé (31°) dans le cas des deux bruts, même si les listes de prix de contrats de BP ne prévoyaient de modification du prix que lorsque les variations des niveaux API étaient d'un degré ou plus par rapport aux niveaux API mentionnés dans les contrats. Le prix pour août 1979 qui a été déclaré par l'OIP est indiqué entre parenthèses dans la colonne «Ultramar».

4. *Petrofina*: Les données accompagnées d'un *astérisque* indiquées pour 1960, 1961, 1969, 1970 et 1973 à 1975 sont les prix d'achat canadiens ou prix à l'importation (ou prix mensuels de l'OIP pour 1974 à 1975) à l'exclusion du dividende par baril de la Pannac (filiale étrangère). Deux séries de données mensuelles de l'OIP sont indiquées pour 1974 et 1975 à cause de l'affirmation de Petrofina mentionnée dans la pièce I-324, intercalaire 8, p. 194880 portant qu'elle avait déclaré des prix étrangers nets en vertu du Programme d'indemnisation des importations de pétrole. Cependant, on ne sait pas avec certitude si Petrofina a mis fin à cette pratique vers la fin de 1974 ou en 1975, comme le lui avait demandé l'Office de répartition des approvisionnements d'énergie chargée d'appliquer ce programme (voir la pièce I-324, intercalaire 8, p. 194880). En conséquence, les deux séries de prix — corrigée (la première) et non corrigée (la seconde) — figurent dans le tableau.

5. *Fourchette de prix de cession aux tiers à terme*: Les chiffres indiqués sont les prix minimum et maximum déclarés dans les enquêtes menées par Adelman (voir la pièce I-51A, intercalaire 11-4, p. 186 et 418 à 421, du *World Petroleum Market*) et Newton (voir la pièce I-51A, intercalaire 11-5). Les données sur les prix du brut koweïtien fournies par Adelman ont été normalisées par rapport à celles qui portent sur l'iranien lourd grâce à l'addition de 0,05 $ afin de supprimer ainsi l'écart dû à la teneur en soufre. Ce processus a été inversé afin d'obtenir les données sur les prix utilisées dans le présent tableau. On a corrigé les erreurs d'arrondissement applicables aux calculs d'Adelman chaque fois que des remises par rapport aux prix affichés étaient signalés. Les prix les plus bas du brut koweïtien pour 1960 et 1963 n'ont pas été utilisés pour les raisons données par Adelman dans *W.P.M.*, p. 386 et 387. Les données de Blair sur le prix du brut koweïtien de 24 à 26° API, déclarées à la p. 75 du document de Newton, n'ont pas été utilisées. Cependant, un prix du koweïtien (1,15 $) déclaré par Shell au gouvernement américain pour décembre 1968 a été utilisé parce qu'il s'appliquait à des contrats à long terme prévoyant des achats importants (voir page 173 du document de Newton). Les prix pour 1966 à 1967 (1,18 $ à 1,23 $) cités par Adelman pour l'iranien lourd (p. 186) n'ont pas été utilisés parce qu'ils sont de toute évidence fondés sur les prix d'autres bruts, ce qui signifie qu'il s'agit de prix équivalents et non de prix réels. De 1970 à 1972, les prix calculés pour le contrat liant la Newfoundland Refining Company et BP Trading sont aussi utilisés.

6. *Prix à terme aux tiers/Prix officiel rajusté/Prix officiel fixé par l'État (POFE)*: Les prix aux tiers officiels à terme sont les prix mentionnés dans des contrats à long terme en vertu desquels la plus grande partie du brut était vendue jusqu'en 1975, année où les États producteurs ont commencé à vendre d'importantes quantités de leurs bruts nationalisés aux prix officiels fixés par l'État. À compter de 1975, les données sur les prix officiels rajustés comprennent toute remise sur le prix officiel fixé par l'État ou majoration de ce prix appliquée universellement. Les données sur le POFE de l'iranien lourd pour mai 1979 valent en réalité pour le 15 mai. Les données sur le POFE du koweïtien pour février et mai 1979 sont pour le 20 février et le 15 mai. Le prix de juin 1979 du brut koweïtien équivaut au POFE plus la surtaxe de 2,60 $ imposée pour ce mois. Les données sur le POFE de l'iranien lourd pour février à mars 1982 valent en réalité pour les 5, 12 et 21 février.

7. *Prix de cession aux tiers spot*: Les prix spot concernent des achats de cargaison unique et proviennent des pièces I-18 et I-23 pour le brut koweïtien et du livre d'Adelman (*W.P.M.*, p. 417 à 421) pour l'iranien lourd. On a déclaré que les prix accompagnés d'un *astérisque* pour le brut koweïtien au cours du quatrième trimestre de 1973 et du premier trimestre de 1974 n'avaient été appliqués que dans le cas d'un très petit nombre de transactions.

Notes du tableau F-10 comparant les prix fob des bruts koweïtien, iranien lourd et saoudien moyen importés (31,0 — 31,9° API), 1958 à 1982 (suite)

Notes sur les colonnes (suite):

8. *Prix affiché de l'iranien lourd*: Deux séries de chiffres sont indiquées jusqu'en 1965 lorsque l'Île de Kharg a remplacé Abadan à titre de principal terminal d'exportation.

9. *Newfoundland Refining Company*: Les prix du brut koweïtien indiqués pour 1970 à 1972 reflètent le prix du marché d'avril 1970 (1,21 $) négocié avec BP Trading (voir la pièce I-299) et sont caractérisés par des échelons fondés sur les hausses du coût (taxes incluses) ainsi que des augmentations de 0,05 $ tous les 1er juillet à compter de 1971. Les prix de 1973 et de 1974 ne sont pas indiqués parce qu'il a été impossible d'obtenir de l'information sur l'effet qu'une nationalisation partielle (accord de participation) aurait eu sur ces prix contractuels.

10. *Irving*: Les prix annuels (marqués d'un *astérisque*) de Saint-Jean (N.-B.) ou prix à l'importation canadiens du brut iranien lourd pour 1973 et 1974 proviennent de la pièce I-394, tandis que les prix mensuels de l'iranien lourd en 1974 et les prix de 1980-1981 du saoudien moyen proviennent des pièces I-265, I-266, I-267 et I-268. On a obtenu les prix nets étrangers à 100 % et à 50 % pour 1973 et 1974 en déduisant le revenu net (ou la moitié du revenu net) par baril de la filiale étrangère (Bomag-Irvcal). Pour plus de détails, voir l'annexe E. Aucun prix étranger net n'a été calculé pour 1980-1981 parce que les données sur le revenu net par baril n'étaient pas disponibles.

11. *Prix aux tiers représentatif du DOE des É.-U.*: Le prix représentatif a été défini par le ministère de l'énergie des États-Unis (DOE) comme étant le prix auquel 50 % (par volume) des transactions entre tiers ont été effectuées. Il s'agit du prix médian. Pour octobre 1973 à septembre 1975, le prix représentatif du brut koweïtien est une estimation fondée sur le prix maximum DOE moins 0,10 $ par baril. En raison de la définition du prix maximum (voir la note du tableau 3), ces estimations fournissent la valeur maximum du prix représentatif au cours de ces mois.

TABLEAU F-11

Comparaison entre les prix livrés (caf) des bruts koweïtien[1], iranien lourd[2] et saoudien moyen[3] (31,0 — 31,9° API), 1958 à 1982 (en $ US par baril, à Portland sauf indication contraire)

DATE	SHELL	GULF		BP				PETROFINA		FOURCHETTE DE PRIX DE CESSION AUX TIERS			
										À terme		Spot	
	Koweïtien 31°	Koweïtien 31°	Iranien lourd 31°	Koweïtien API	Koweïtien Prix	Iranien lourd API	Iranien lourd Prix	Koweïtien[1] API	Iranien lourd[2] Prix	Koweïtien 31°	Iranien lourd 31°	Koweïtien 31°	Iranien lourd 31°
1958	2,84	n.d.	n.d.	—	—	—	—	n.d.	n.d.	2,48-2,78*	n.d.	n.d.	
1959	2,66*	n.d.	n.d.	—	—	—	—	n.d.	n.d.	2,39-2,51	n.d.	n.d.	
janv.	2,83												
13 fév.	2,65												
1960	2,61*	2,54	—	—	—	—	—	31,5	2,33*[1]	1,93-2,17	n.d.	2,16	n.d.
janv.	2,65									1,98-2,15			
juil.										1,93-2,17			
9 août	2,57												
14 sept.													
1961	2,57	2,40*	—	—	—	—	—	31,4	1,55*[2]	2,04-2,29	1,95	2,08	n.d.
1962	2,57	2,40	—	—	—	—	—			1,96-2,10	n.d.	2,13	n.d.
1963	—	2,23	2,59	—	—	—	—			1,83-2,15	2,09-2,19	2,17-2,24	n.d.
1964	—	2,22	2,57	—	—	—	—			1,82-2,03	1,93-2,06	2,14	n.d.
1965	—	1,99	2,08	—	—	—	—			1,64-2,15	1,81-2,17	2,07	n.d.
1966	—	1,99	1,99	n.d.	n.d.	31,0	1,92			1,74-2,13	1,87-2,14	1,96	n.d.
1967												2,61-2,79	
janv.	—	1,98	2,14	n.d.	n.d.	n.d.	n.d.			1,59-2,13	1,83-2,17	1,90	n.d.
juil.										1,91-2,28	2,14-2,32	3,68	n.d.

TABLEAU F-11 (suite)

DATE	SHELL	GULF		BP				PETROFINA		FOURCHETTE DE PRIX DE CESSION AUX TIERS			
										À terme		Spot	
	Koweïtien 31°	Koweïtien 31°	Iranien lourd 31°	Koweïtien API	Koweïtien Prix	Iranien lourd API	Iranien lourd Prix	Koweïtien[1] API	Iranien lourd[2] Prix	Koweïtien 31°	Iranien lourd 31°	Koweïtien 31°	Iranien lourd 31°
1968	—	1,92	1,97	31,0	1,80° 1,90°	31,0	1,90°			1,67-2,14	1,73-2,15	2,53 2,55	2,55- 2,56
1969	—	1,99	2,12	31,0	1,87°	31,0	1,90	30,9	1,96°[2]	1,77-1,92	1,82-1,95	2,22- 2,53	2,25- 2,60

DATE	BP				GULF				PETROFINA		FOURCHETTES DE PRIX DE CESSION AUX TIERS			
					Koweïtien 31°		Iranien lourd 31°				À terme		Spot	
	Koweïtien API	Koweïtien Prix	Iranien lourd API	Iranien lourd Prix	Portland	Pt. Tupper	Portland	Pt. Tupper	Koweïtien[1] API	Iranien lourd[2] Prix	Koweïtien	Iranien lourd	Koweïtien	Iranien lourd
1970	31,0	1,87	31,0	1,90	2,21	—	—	—	30,6	1,95°[2]	2,43-2,62		3,57-3,59	n.d.
janv.		1,87		1,90	2,17						1,84-2,15	n.d.	2,76	
avril												n.d.		
juin													4,18	
juil.											2,64-2,98	2,50-2,89		
14 nov.					2,26									
1971					—	—	—	2,38	—	—	2,58-2,92	n.d.	2,82	n.d.
janv.	31,0	2,36	31,0	2,40				2,04			2,81-3,09		3,07	
14 fév.		2,636		2,687				2,32						
				2,752										
mars														
juin		2,701						2,38						
juil.											2,74		2,56	
août														
10 sept.		2,703												
nov.														
déc.														

TABLEAU F-11 (suite)

1972	31,0		31,0		2,59(2,54)	2,41		2,48	—	—	2,65-2,77	n.d.	2,78	n.d.
1er janv.		2,703		2,752	2,51(2,44)	2,31	2,60(2,53)	2,40			2,65-2,76		2,46	
20 janv.		2,813		2,852	2,61(2,54)	2,41	2,72(2,65)	2,52						
15 fév.					(2,56)	2,43	(2,67)	2,54						
mars							2,66(2,62)	2,49						
juin											2,78	3,10		
juil.														
nov.														

	TEXACO		GULF				IRVING				PETROFINA			FOURCHETTES DE PRIX DE CESSION AUX TIERS(31°)			
	Iranien lourd		Iranien lourd/Saoudien moyen[3]				Iranien lourd				Iranien lourd/Saoudien moyen[3]			À terme			Spot
			Gulf		Total		Saint-Jean		Off-shore		Société						
Date	API	OIP	API	Prix	Leonard	OIP	API	Prix	50%	100%	API	Prix	OIP	Koweitien	Iranien lourd	Saoudien moyen	Koweitien
1973					—	—	n.d.	3,10	2,56	2,03	30,6	4,28°	—		n.d.	n.d.	5,20
janv.			31,0	2,70										n.d.			5,07
fév.			"	"													
mars																	5,33
avril			31,0	2,80													
mai			"	"													5,69
juin			31,1	2,94													
juil.			31,2	3,01													7,05
août			"	"										5,51			
sept.			"	"													
1er oct.				"										5,51			
16 oct.			31,3	4,35										5,43			
nov.																	
déc.																	12,40
1974							n.d.	11,89	11,23	10,56	31,2	11,10°	11,18°[3]				
janv.			31,0	10,71	11,27	10,87					"	10,73	11,33	11,55	n.d.	n.d.	13,15
fév.			"	"	"	10,77					31,0	10,54	11,14	11,70			
mars	31,0	13,37	"	"	"	10,81					"	10,51	11,11	11,70			12,14
avril			"	"	"						31,1	10,52	11,12	11,75			
mai			"	"	"	10,88	—	—	—				—	12,00			
juin			30,9	10,85	11,35	10,89	31,0	11,84	11,18	10,51	30,8	10,51	11,11	12,00			11,94
juil.			30,8	10,92		10,88	31,1	11,91	11,25	10,59	30,4	10,46°[3]	11,06°[3]	11,75			
août				10,84[3]		10,82[3]											
sept.			30,9	10,92	11,50	11,03	—	—	—		30,7	10,55	11,15	11,94			
oct.			"	10,92		10,82	32,0	11,84	11,18	10,51				11,95			
nov.			"	11,38[3]		11,12[3]	—	—	—					12,16	12,34	12,19	12,35
déc.			"		12,51	12,28	—	—	—		31,0	11,42	12,02	12,47	12,51	12,38	
						11,60[3]											
			"		"	12,32	—	—	—		31,1	11,44	12,04	12,47	12,55	12,40	

TABLEAU F-11 (suite)

	GULF				ULTRAMAR		PETROFINA									
										Fourchette de prix de cession aux tiers (31°)						
	Iranien lourd		Koweïtien[3]/ Saoudien moyen		Iranien lourd		Iranien lourd			À terme			Spot			
Date	API	OIP	API	OIP	API	OIP	API	Prix	OIP	Koweïtien	Saoudien moyen	Iranien lourd	Koweïtien	Saoudien moyen	Iranien lourd
1975										n.d.	n.d.	n.d.	n.d.	n.d.	n.d.
janv.			30,3	11,49[3]			31,1	11,44*	11,75						
fév.	31,1	11,60													
mars	31,0	11,65	31,3	11,58											
avril	30,9	11,66	31,2	11,59											
mai	30,8	11,63													
juin	30,9	11,65	30,8	11,57	30,7	12,38									
juil.	32,0	11,69													
août															
sept.	30,9	11,70	31,0	11,63											
oct.	30,8	n.d.													
nov.					30,8	n.d.									
déc.							31,3	12,40*	12,71						

				(Koweï-tien)	Iranien lourd									
1976				OIP	OIP								12,30	n.d.	n.d.
janv.			31,0	13,23	13,46				n.d.	12,39	12,47	12,23			
fév.			31,2	(31,4*)	13,32	31,1	n.d.	12,81		"	12,42				
mars			31,3		13,31					12,36	"				
avril										12,39	12,41	12,23			
mai						31,0	n.d.	12,57		12,37	12,40				
juin			30,7	13,21	13,23	30,6	n.d.	12,47		12,34	12,36				
juil.				(30,8*)						"	12,34	12,30			
août										12,31	12,31				
sept.	30,8	12,24								12,30	12,36				
oct.	31,0	12,25								12,35	"	12,45			
nov.	30,9	12,26								12,34	"				
déc.	31,1	12,28								"	12,38				

TABLEAU F-11 (suite)

	GULF				TEXACO		ULTRAMAR							
	Iranien lourd		Koweïtien		Saoudien moyen		Iranien lourd		Fourchette de prix de cessation aux tiers (31°)					
									À terme			Spot		
Date	API	OIP	API	OIP	API	OIP	API	OIP	Koweïtien	Saoudien moyen	Iranien lourd	Koweïtien	Saoudien moyen	Iranien lourd
1977					—	—	31,4	14,44				13,56	n.d.	n.d.
janv.	31,6	13,37							13,72	13,04	13,84	13,64		
fév.									"		"			
mars	31,0	13,37							"		"	13,64		
avril	31,2	13,43							"		"			
mai	30,8	n.d.					31,1	14,47	"		"			
juin	30,9	13,36							"	13,67	"	13,53		
juil.									"		"			
août							30,9	14,47	"		"			
sept.	30,7	13,36	31,2	13,21			30,8	n.d.	"		"	13,45		
oct.	30,9	13,37	31,2	13,21					"		"			
nov.	30,7	13,54*					30,8	14,40	"		"			
déc.	31,1	13,56												
1978			—	—					n.d.	n.d.	n.d.	n.d.	n.d.	n.d.
janv.							31,1	14,24						
fév.	31,4	13,29					31,1	14,29						
mars	31,1	13,29												
avril	31,1	13,29												
mai	30,9	13,28					31,0	14,16						
juin	30,9	13,34												
juil.					30,5	13,65								
août							30,6	14,12						
sept.							31,0	14,13						
oct.							30,9	14,36						
nov.														
déc.														

TABLEAU F-11 (suite)

	GULF				TEXACO		IRVING			PETROFINA		ULTRAMAR				BP
	Iranien lourd		Koweïtien		Saoudien moyen		Saoudien moyen Saint-Jean			Koweïtien		Iranien lourd		Saoudien moyen		Iranien lourd
Date	API	OIP	API	OIP	API	OIP	API	Prix	Off-shore	API	OIP	API	OIP	API	OIP	OIP
1979																30,4*
janv.			31,1	13,77												
fév.			33,0	13,77												
mars																
avril	31,3	17,06														
mai	31,1	17,12	31,5	16,89								31,5	17,80			
juin			31,2	20,28	30,5	19,27										
juil.	30,0	21,20														
août										31,1	21,36	31,1	20,61	30,1	19,41	
sept.	30,7	21,52	31,0	20,93	30,2	19,30										22,47
oct.	30,8	24,31								31,0	21,38					
nov.	31,1	24,39			31,1	25,13										
déc.					31,3	26,21										
1980	—	—								—	—	—	—	—	—	
janv.			31,6	28,97												
fév.					31,6	27,48										
mars			31,4	28,91	31,5	27,59										
avril			31,1	28,90												
mai					30,5	29,33										
juin			31,1	31,14	31,0	29,37										
juil.																
août																
sept.																
oct.																
nov.			32,2	33,57	30,9	33,54	31,1	33,33	n.d.							
déc.					30,9	33,76										

TABLEAU F-11 (suite)

	GULF		IRVING			TEXACO		PETROFINA	
			Saoudien moyen						
	Koweïtien		Saint-Jean			Saoudien moyen		Saoudien moyen	
Date	API	OIP	API	Prix	Off-shore	API	OIP	API	OIP
1981			—	—	—				
janv.			"	"	"				
fév.			"	"	"	31,0	33,71		
mars	30,9	37,83	"	"	"				
avril			"	"	"				
mai			"	"	"				
juin	30,8	37,55	"	"	"				
juil.			"	"	"	31,0	33,64		
août			"	"	"			30,2	33,14
sept.			"	"	"				
oct.			"	"	"				
nov.			"	"	"				
déc.			30,9	35,06	n.d.	31,3	34,93		

TABLEAU F-11 (suite)

1982	—	—	n.d.	n.d.	n.d.	—	—	—	—
janv.	"	"	"	"	"	"	"	"	"
fév.	"	"	"	"	"	"	"	"	"
mars	"	"	"	"	"	"	"	"	"
avril	"	"	"	"	"	"	"	"	"
mai	"	"	"	"	"	"	"	"	"
juin	n.d.	n.d.	"	"	"	n.d.	n.d.	n.d.	n.d.
juil.	"	"	"	"	"	"	"	"	"
août	"	"	"	"	"	"	"	"	"
sept.	"	"	"	"	"	"	"	"	"
oct.	"	"	"	"	"	"	"	"	"
nov.	"	"	"	"	"	"	"	"	"
déc.	"	"	"	"	"	"	"	"	"

Notes du tableau F-11 comparant les prix livrés (caf) des bruts koweïtien, iranien lourd et saoudien moyen importés (31,0 — 31,9° API).

Notes générales:

1. 2. 3. Les données sur le brut koweïtien, iranien lourd et saoudien moyen sont identifiées dans le corps du tableau par les chiffres 1, 2 et 3 respectivement, chaque fois que des données sur plus d'un de ces bruts figurent dans une colonne. Les bruts koweïtien et saoudien moyen ont moins de valeur que le brut iranien léger à cause de leur teneur en soufre relativement plus élevée (2,5 et 2,4 contre 1,66 p. 100). Jusqu'à la fin de 1973, le prix de l'iranien lourd était en général de 0,04 a 0,05 $ plus élevé. Les écarts se sont élargis par la suite et ont varié de façon considérable. Les prix affichés des bruts koweïtien et saoudien moyen ont été les mêmes jusqu'en 1974, après quoi les prix officiels fixés par l'État de ces deux produits ont indiqué un écart de 0,02 à 0,05 $ en faveur du saoudien moyen. Du début de 1979 à octobre 1981, le prix du brut koweïtien a été sensiblement supérieur à celui du saoudien moyen. Par la suite, toutefois, on a observé que le prix du saoudien moyen était de 0,10 $ plus élevé, en moyenne.

Notes sur les colonnes:

1. *Shell*: De 1959 à 1962, les données caf indiquées sont fondées sur les prix fob des contrats qui étaient les prix affichés et (ou) les prix annuels moyens figurant dans la pièce I-16F, plus des droits de 0,98 $ prévus au contrat pour la freinte, les frais de transport et l'assurance.

2. *Gulf*: (a) *Brut koweïtien*: Les prix moyens annuels à la livraison pour 1960, 1962 à 1970 et 1972 proviennent du volume III du Livre vert, p. 152, où sont indiqués les prix caf pour Montréal; on a calculé les prix caf pour Portland en soustrayant de ces prix les frais de transport par pipeline mentionnés dans la pièce I-161. Pour 1961, les frais de transport de 1962 ont été utilisés pour calculer le prix caf puisque les prix fob étaient identiques et que des importations étaient déclarées dans la pièce I-360, intercalaire 1. Pour 1966 à 1970, la somme des prix fob du tableau 10 et des frais de transport déclarés dans la pièce I-16E donne des prix livrés légèrement plus bas que ceux indiqués parce qu'ils ne comprennent pas une indemnité pour la

Notes du tableau F-11 comparant les prix livrés (caf) des bruts koweïtien, iranien lourd et saoudien moyen importés (31,0 — 31,9° API). (suite)

Notes sur les colonnes (suite):

freinte. Les prix de janvier et novembre 1970 sont fondés sur les sommes des frais de transport fob auxquels 0,02 $ ont été ajoutés pour la freinte. Les prix de 1972 concernent: (i) les livraisons directement à Portland; (ii) les livraisons à Portland via Point Tupper (comme il est indiqué entre parenthèses); (iii) les livraisons à Point Tupper. L'augmentation de prix du 15 février reflète une taxe de pollution de 0,023 $ alors imposée aux navires très gros porteurs (VLCC) (voir I-361, intercalaire 1, p. 79857, intercalaire 6, p. 65320 et 65321 et intercalaire 8, p. 63002 et 63004). Le prix moyen annuel pour les livraisons à Portland est fondé sur le prix fob moyen mentionné dans I-16E et les frais de transport implicites indiqués dans I-361. Les prix de 1975, 1977 et 1979 à 1981 sont ceux déclarés par l'OIP. On ne sait pas avec certitude s'ils concernent des livraisons à Portland et à Point Tupper ou à un seul de ces points de débarquement. b) *Brut iranien lourd*: Les prix annuels moyens pour 1963 à 1969 sont fondés sur les prix caf à Montréal déclarés à la page 152 du volume III du Livre vert. Les frais de transport par pipeline en ont été soustraits. Les prix moyens annuels caf de 1971 et 1972 pour Point Tupper proviennent aussi de cette source. Comme il est mentionné ci-dessus dans le cas du brut koweïtien, la somme des prix fob du tableau 10 et des frais de transport déclarés dans la pièce I-16E donne des prix caf moins élevés pour 1966 à 1969 à cause de l'exclusion des frais de freinte. Les prix de 1971 sont fondés sur les prix fob du tableau 10 et les frais de transport de 0,614 $ déclarés dans le Livre vert, volume III, p. 141. Les prix de 1972 portent sur (i) les livraisons directement à Portland; (ii) les livraisons à Portland via Point Tupper (comme il est indiqué entre parenthèses); (iii) les livraisons à Point Tupper. Voir l'explication et les sources citées ci-dessus dans le cas du brut koweïtien. On a obtenu les prix de 1973 et 1974 en utilisant les prix fob du tableau 10 et les frais de transport de 0,73 $ et 1,14 $ déclarés à la page 141 du volume III du Livre vert. Les prix de 1974 comprennent aussi la somme des prix fob et des frais de transport déclarés par l'OIP. D'autres renseignements fournis par l'OIP sont présentés pour 1975 à 1979. On ne sait pas avec certitude à quel(s) port(s) s'appliquent les données de l'OIP. Les chiffres de 1977 correspondent au prix caf de Portland pour une cargaison spot (voir I-380, intercalaire 61). c) *Brut saoudien moyen*: Pour 1974, la première série de prix caf est donnée sur les prix fob du tableau 10, pour août et octobre, et les frais de transport utilisés pour l'iranien lourd (1,14 $). La deuxième série de prix sont ceux déclarés par l'OIP. Le prix de 1975 provient aussi des dossiers de l'Office.

3. *BP*: Voir la note du tableau 10. Le prix de 1966 provient de la pièce I-289, intercalaire 2, qui indique un prix contractuel caf pour l'iranien lourd inférieur de 0,28 $ au prix de base de Qatar (2,20 $ caf).

4. *Petrofina*: Les données accompagnées d'un *astérisque* indiquées pour 1960, 1961, 1969, 1970 et 1973 à 1975 ne comprennent pas le dividende par baril de la Pannac (filiale étrangère). Deux séries de données mensuelles de l'OIP — prix corrigés et non corrigés — sont mentionnées pour 1974 et 1975 parce qu'on ne sait pas avec certitude quand Petrofina a abandonné sa pratique qui consistait à déclarer des prix étrangers nets en vertu du Programme d'indemnisation des importateurs de pétrole (voir la pièce I-324, intercalaire 8, p. 194880). Le dividende par barils de la Pannac a aussi été soustrait de la première série de données de l'OIP indiquées pour ces années-là.

5. *Fourchettes des prix de cession aux tiers*: Voir le tableau 10 pour les données sur les prix fob de cession à terme et spot utilisées pour 1958 à 1971. Pour les prix de cession à terme indiqués pour 1976, on a utilisé les prix représentatifs du DOE et pour 1977, les prix officiels fixés par l'État. La fourchette de prix spot pour 1968 et 1969 est fondée sur les prix fob spot déclarés par Adelman dans *W.P.M.* Les frais de transport utilisés figurent dans l'Annexe E. L'assurance (1 % du prix livré) a été ajoutée.

6. *Irving*: Voir la note du tableau 10.

TABLEAU F-12

Comparaison entre les prix fob des bruts vénézuéliens légers et trinidadiens (30,0 – 34,0° API)[1], 1958 à 1982 (en $ US par baril au départ de La Salina ou de ports équivalents)[2]

DATE	TEXACO			IMPÉRIALE				SHELL					GULF		
	Mata 30°	Lago-medio (Lama) 32°	Guanipa (Trini-dad) 30°	Guanipa 30°	T.J. léger 31°	Ceuta 31°	Oficina 34° jus-qu'à 1963, Mesa 33° jusqu'à 1971	Vénézué-lien moyen 33°	Mesa 30°	Lago-treco 31°	Lagomar 32°	Ceuta 31°	Mesa 30° 1961 33° 1965	Est véné-zuélien 34°
1958	2,84		(2,63)	n.d.	2,77*	n.d.	2,98	2,76	—	—	—	n.d.	n.d.	3,24
janv.	2,85	2,79	2,75											
15 nov.	2,75													
1959	2,54		(2,38)		2,44*	n.d.		2,56	—	—	—	n.d.	n.d.	3,12
janv.	2,75	2,73	2,75	2,60	2,62*		2,85							
13 fév.	2,60			2,42	2,44*									
4 avril	2,50		2,50	2,42	2,44*									
juil.							2,45							
1960		2,44	(2,43)			n.d.		2,38	2,50	2,37	—	—	n.d.	3,12
janv.	2,40			2,42	2,44*		2,38							
avril				2,35	2,27*									
juil.							2,33							
9 août				2,25	2,17*									
1961	2,40	2,44	(2,43)	2,25	2,17*	n.d.	2,33	2,10	2,50	2,37	—	2,30*	2,27	2,50
mars			2,25						2,17	2,11				
avril								30°						

TABLEAU F-12 (suite)

DATE	TEXACO			IMPÉRIALE				SHELL					GULF	
	Mata 30°	Lago-medio (Lama) 32°	Guanipa (Trini-dad) 30°	Guanipa 30°	T.J. léger 31°	Ceuta 31°	Oficina 34° jusqu'à 1963, Mesa 33° jusqu'à 1971	Vénézué-lien moyen 33°	Mesa 30°	Lago-treco 31°	Lagomar 32°	Ceuta 31°	Mesa 30° 1961 33° 1965	Est véné-zuélien 34°
1962	2,34	2,38				2,17	2,33	2,09	2,17	2,11		—	n.d.	
janv.	2,40			2,25	2,17°									
avril											2,11°			
mai		2,44			2,17						2,06°			2,31
août	2,25	2,29	2,25											
1963			—			2,17		2,09	2,17			—	n.d.	2,18
janv.	2,25	2,29		2,23	2,15		2,33			2,11				
juil.							2,28							
nov.							Mesa 33°		2,10	2,00	2,11 2,08°			
1964	2,23	2,23°	—	2,23	2,15	2,15	2,26	2,02	2,10	2,00	2,11	—	n.d.	n.d.
juil.							2,16				2,08°			
		(2,23°)											Mesa 33°	
1965		2,19°	—				2,16	2,01	2,10	2,00	2,11	—	2,33	—
janv.	2,15			2,23	2,15	2,15					2,08°			
fév.				2,15	2,10	2,10								
1966	2,15	2,19	—	2,15	2,10	2,10	2,16	2,01	2,10	2,00	2,11	—	n.d.	n.d.
											2,08°			

TABLEAU F-12 (suite)

DATE	PETROFINA		ULTRAMAR		BP	SUN	Fourchette de prix de cession au tiers d'Exxon		Fourchette de prix de cession aux tiers	
							Acheteur non intégré			
	Lagomedio (Mar Lago) 32°	T.J. léger 31° (Lama 32°)	Lagomedio (Mar Lago)	Mesa	Mélange Trinidad 30°	Valeur d'option 32°	Guanipa 30°	T.J. léger 31°	Lagomedio/Lagomar 32°	Oficina 34° jusqu'en 1964, 33° 1965, 1966
1958 janv. 15 nov.	n.d.	n.d.	—	—	n.d.	n.d.	n.d.	n.d.	2,00*	n.d.
1959 janv. 13 fév. 4 avril juil.	n.d.	n.d.	—	—	n.d.	n.d.	n.d.	n.d.	n.d.	n.d.
1960 janv. avril juil. 9 août	2,44	(2,51)	n.d.	n.d.	n.d.	n.d.	2,23-2,53	2,52	1,41-180*	2,75
1961 mars avril	1,70	(1,71) 2,19* 1,59	n.d.	n.d.	n.d.	n.d.	2,23	—	n.d.	2,49
1962 janv. avril mai août	1,81	(1,74)	n.d.	n.d.	n.d.	1,60	2,23	—	1,60-2,34	2,49

TABLEAU F-12 (suite)

DATE	PETROFINA		ULTRAMAR		BP	SUN	Fourchette de prix de cession au tiers d'Exxon		Fourchette de prix de cession aux tiers	
							Acheteur non intégré		Lagomedio/Lagomar 32°	Oficina 34° jusqu'en 1964, 33° 1965, 1966
	Lago-medio (Mar Lago) 32°	T.J. léger 31° (Lama 32°)	Lago-medio (Mar Lago)	Mesa	Mélan-ge Tri-nidad 30°	Valeur d'op-tion 32°	Guanipa 30°	T.J. léger 31°		
1963 janv. juil. nov.	1,83	—	n.d.	n.d.	n.d.	1,60	—	—	1,60-2,25	—
1964 juil.	1,74 (1,79)	—	n.d.	n.d.	n.d.	1,63	— Mesa 30°	2,10	1,60-2,54	1,73* 33° API
1965 janv. fév.	1,75	1,75	n.d.	n.d.	n.d.	1,63	2,08	2,10	1,60-2,18	1,68*-2,31
1966	1,68	1,70	1,53	1,80	1,76	1,63	—	2,10	1,58-2,18	1,68*

TABLEAU F-12 (suite)

DATE	TEXACO			IMPÉRIALE			SHELL				GULF		
	Mata 30°	Mesa 33°	Lago-medio 32°	Guanipa 30°	T.J. léger 31°	Ceuta 31°	Mesa 33° jusqu'à 1971	Vénézué-lien moyen 30°	Lago-treco 31°	Lagomar 32°	Ceuta 31°	Mesa 33°	Est véné-zuélien 33°
1967										2,11,			1,88
janv.	2,15	—	2,19	2,15	2,10	2,10	2,08	2,01	2,00	2,08*	2,01	—	
avril				2,03	2,02	1,96							
juil.										2,00			
sept.													
1968	2,15	—	2,19	2,03	2,02	1,96	2,08	2,01	2,00	2,00	1,89	—	1,90
												1,87	1,88
1969	2,15*	2,21	2,19	2,03	2,02	1,96	2,08	2,01	2,00	2,00			
janv.											1,78		
août											1,83		
1970	n.d.*	1,94	n.d.*	2,01				2,01	2,00	2,00	1,82		—
janv.				2,03	2,02	1,96	2,08						
mars												1,93	
avril				1,93	1,92	1,86							
juin												1,86	
juil.													
août													
20 sept.				2,14	2,15	2,10							
nov.							2,13						

TABLEAU F-12 (suite)

DATE	TEXACO			IMPÉRIALE				SHELL				GULF	
	Mata 30°	Mesa 33°	Lago-medio 32°	Guanipa 30°	T.J. léger 31°	Ceuta 31°	Mesa 33° jusqu'à 1971	Vénézué-lien moyen 30°	Lago-treco 31°	Lagomar 32°	Ceuta 31°	Mesa 33°	Est véné-zuélien 33°
1971	n.d.*	—	n.d.*	2,43				2,27				—	—
janv.				2,14	2,15	2,10	2,13	2,01	2,00	2,00	2,00		
fév.											2,22		
mars											2,22		
16 mars							2,53				2,54		
avril				2,52	2,52	2,48					2,54		
juin								2,34	2,35	2,33	2,54		
juil.								2,34	2,35	2,34	2,54		
oct.								2,33	2,34	2,32	2,54		
20 déc.											2,45		

TABLEAU F-12 (suite)

DATE	BP		ULTRAMAR		PETROFINA		SUN	FOURCHETTE DE PRIX DE CESSION AU TIERS D'EXXON		FOURCHETTE DE PRIX DE CESSION AUX TIERS
	Mélange Trinidad 30°	Mesa Lagocinco) 33°	Lagomedio (Mar-Lago)	Divers	Lagomedio (Mar-Lago) 32°	T.J. léger (Lagotreco) 31°	Valeur d'option 32°	Acheteur non intégré		Lagomedio/Lagomar 32°
								Guanipa 30°	T.J. léger 31°	
1967	1,76	—	1,63	Mesa 1,63	1,68	1,66	1,63	—	1,60-2,10	1,63-1,64
janv.										
avril				Lagotreco 1,57						
juil.										
sept.			(1,55)							
1968	1,76	—	1,70 (1,55)	—	1,71	1,73	1,80	—	—	1,70-1,80
1969	1,76	1,75*	—	—	1,68	(1,69)	1,70	—	—	1,65-1,80
janv.		(1,81*)								
août										
1970	1,76		—	Lagotreco	1,65*	(1,45)	1,70	—	1,66	1,70-2,04
janv.	Murphy	1,75								
mars	Lagomedio	(1,81)		1,61*						
avril										
juin	1,75									
juil.	(1,63)			T.J. léger						
août				1,64						
20 sept.										
nov.		(1,79)								

TABLEAU F-12 (suite)

DATE	BP		ULTRAMAR		PETROFINA		SUN	FOURCHETTE DE PRIX DE CESSION AU TIERS D'EXXON		FOURCHETTE DE PRIX DE CESSION AUX TIERS
								Acheteur non intégré		
	Mélange Trinidad 30°	Mesa Lagocinco) 33°	Lagomedio (Mar-Lago)	Divers	Lagomedio (Mar-Lago) 32°	T.J. léger (Lagotreco) 31°	Valeur d'option 32°	Guanipa 30°	T.J. léger 31°	Lagomedio/Lagomar 32°
1971	—	1,83	—	—	1,68*	—	2,87	2,65-	—	1,70-2,04
janv.		(1,87)			(1,79)			2,66		
fév.										
mars										2,87*
16 mars										
avril										
juin										
juil.										
oct.										
20 déc.										

DATE	TEXACO		GULF			IMPÉRIALE			SHELL		ULTRAMAR		PETROFINA		FOURCHETTE DE PRIX DE CESSION AUX TIERS D'EXXON	
															Acheteur non intégré	
	Mata 30°	Lagomedio 32°	Ceuta 31°	Mesa 32°	Lagotreco 31°	Guanipa 30°	T.J. léger 31°	Ceuta 31°	Lagotreco 31°	Lagomar 32°	Lagomedio (Mercedes)	Divers (Trinidad)	Lagomedio (Mar-Lago) 32°	Trinidad 30°	Guanipa 30°	T.J. léger 31°
1972	n.d.*	n.d.*				2,72							(1,96)	2,36	2,83-	2,58-
janv.			2,69	2,66*	2,69*	2,74	2,75	2,71	2,58	2,56		Centro Lago			2,86	2,83
fév.			2,69													
mars			2,69	2,65	2,69							(2,46)				
avril			2,69	2,65*	2,69	2,71	2,65	2,65	2,56	2,54		2,65				
mai			2,69	2,61	2,69							2,68				
juin			2,69	2,51	2,65							2,37				
juil.			2,60						2,55	2,53	(2,57)	Lagocinco				
août			2,60	2,51	2,60											

TABLEAU F-12 (suite)

DATE	TEXACO		GULF		IMPÉRIALE			SHELL		ULTRAMAR		PETROFINA		FOURCHETTE DE PRIX DE CESSION AUX TIERS D'EXXON	
														Acheteur non intégré	
	Mata 30°	Lago-medio 32°	Ceuta 31°	Mesa 32°	Lago-treco 31°	Guanipa 30°	T.J. léger 31°	Ceuta 31°	Lago-treco 31°	Lagomar 32°	Lago-medio (Mercodes)	Divers (Trinidad)	Lago-medio (Mar-Lago) 32°	Trinidad 30°	Guanipa 30°	T.J. léger 31°
sept.			2,60	2,51								2,63°				
oct.			2,60								2,59°	(2,36)				
nov.			2,60													
déc.			2,60								(2,45)					

DATE	SUN	TEXACO		IMPÉRIALE			SHELL		GULF			PE-TRO-FINA	FOURCHETTE DE PRIX DE CESSION AUX TIERS D'EXXON						
	Lago-mar 32°	Mata 30°	Lago-medio 32°	Guanipa 30°	T.J. léger 31°	Ceuta 31°	Lago-treco 31°	Lago-mar 32°	Ceuta 31°	Mesa 32°	Lago-treco° (Lago-medio) 32°	Mar-Lago 32°	Acheteurs non intégrés			Prix aux tiers représentatif du DOE	Coût d'achat du DOE 32°	Coût taxes incluses Ceuta 30°	Coût taxes incluses T.J. léger 31°	Coût taxes incluses Lago-medio 32°
													T.J. léger 31°	Lago-medio 32°	Oficina 34°					
	Société		Société		Société			Société			Société									
1973	3,76	n.d.°	n.d.°									5,89	3,65-5,79	—	—					
janv.	2,95			2,84	2,77	2,77	2,64	2,64	2,62				n.d.						2,305	
1er fév.				n.d.	2,86	n.d.														
19 fév.					2,91		2,68	2,69	2,66	2,60										
mars				"	3,08	"	2,85	2,86	2,82				"						2,517	
avril				3,29	3,20	3,22	2,80	2,81	2,90				"						2,594	
mai				n.d.	"	n.d.							"							
juin				"	3,35°	"	2,70°	2,71°					"							
juil.				"	3,35°	"	2,86°	2,88°	3,04				"						2,749	
août				"	3,81	"	3,12	3,13	3,31				"						3,007	

TABLEAU F-12 (suite)

DATE	SUN	TEXACO		IMPÉRIALE			SHELL		GULF			PE-TRO-FINA	FOURCHETTE DE PRIX DE CESSION AUX TIERS D'EXXON						
	Lago-mar 32°	Mata 30°	Lago-medio 32°	Guanipa 30°	T.J. léger 31°	Ceuta 31°	Lago-treco 31°	Lago-mar 32°	Ceuta 31°	Mesa 32°	Lago-treco* (Lago-medio) 32°	Mar-Lago 32°	Acheteurs non intégrés			Prix aux tiers repré-sentatif du DOE	Coût d'achat du DOE 32°	Coût taxes incluses Ceuta 30°	Coût taxes incluses T.J. léger 31°	Coût taxes incluses Lago-medio 32°
													T.J. léger 31°	Lago-medio 32°	Oficina 34°					
	Société	Société		Société			Société		Société											
sept.	4,80			"	n.d.	"	3,33	3,34	3,52				"						3,203	
1er oct.				"	"	"	3,43	3,44	3,79	3,78			"						3,493	
16 oct.				"	"	"	4,80*	4,81*												
nov.				"	"	"	5,04*	5,06*	5,17				"						5,09	5,457
déc.				5,91	5,80	5,82	5,16	5,17	5,52				"						5,206	5,70
1974	Société* OIP 12,20*	—	OIP							10,88	10,30*	—	EXXON 11,00	—	11,25		Lago-medio			
janv.	13,41		11,14	9,89	9,62	9,64	9,29	9,30	10,16			PRIX DE CESSION AUX TIERS DE SUN					9,84	9,52	9,259	9,79
fév.	"		11,86	10,31	10,04	10,06	9,74	9,75	10,37		10,51*		Lago-cinco 32°	Centro-lago 34°			10,46	9,93	9,672	10,41
mars	"		11,43						"								"	9,93	"	"
avril	13,40		11,20		10,13*				"		(10,50)		14,10				"	n.d.	"	"
mai	12,74		11,29						"								"	"	"	"
juin	12,54		11,12						"		(10,49)						"	"	"	"
juil.	11,94		11,07	10,68	10,41*	10,43	10,10	10,11	10,89		(10,82*)						10,80	10,27	10,01	10,79
août	11,50			11,08	10,81*	10,83			"	10,87*					13,47-13,48		"	"	"	"
sept.			11,07				10,33	10,32	"								10,75	"	"	"
oct.	11,21		11,38	11,18	10,96*	10,98	10,48	10,47	"							10,64	11,42	"	"	"
nov.	11,25		11,08						"							10,67	"	"	"	"
déc.	11,14		11,05						"							10,61	"	"	"	11,72

TABLEAU F-12 (suite)

DATE	TEXACO		GULF	IMPÉRIALE				SHELL			BP	SUN	EXXON						
	Lago-medio 32°	Ceuta	Mesa 32°	Oficina 34°	Guanipa 30°	T.J. léger 31°	Ceuta 31°	Lago-treco	Lago-mar	Lago-medio 32°	Lago-treco 32°	Lago-mar 32°	Prix de cession T.J. léger 31°	Prix de cession aux tiers représentatif du DOE 34°	Coût d'achat du DOE T.J. léger 31°	Coût d'achat du DOE Lago-medio 32°	Coût taxes incluses Ceuta 30°	Coût taxes incluses 31°	Coût taxes incluses Lago-medio 32°
	OIP			Société															
1975		OIP	OIP	OIP				OIP	OIP	OIP	OIP	OIP	11,10-11,30						
janv.	11,41	11,26		11,70	11,54	11,29*	11,31	10,72	10,73					11,75	10,94	11,18	10,75	10,573	11,18
fév.	"	11,23		11,67				10,82	10,84			11,05		11,45	10,94	"	"		11,18
mars	11,35	11,25		11,65				10,79	10,75			"		11,15	10,93	11,17	"		11,08
avril	11,31	11,23		"	11,37	11,10	11,12	10,82	10,78			"		11,10	10,82	11,19	"		
mai	"	11,25		"				10,80	10,76					11,16	10,88	11,17	n.d.		
juin	11,24	11,24						10,79	10,76					11,17		11,18	10,75		
juil.		11,04						10,80	10,79					11,10	10,93	"	"		
août	11,19	11,05						10,86	10,77					10,88		"	10,79		
sept.	11,18	11,04						10,84	10,75					11,11		"	"		
oct.	12,32	12,04			12,26	12,05	11,95	11,92	11,82					12,18		12,23	11,80	11,608	
nov.	12,31	12,05	12,25*					11,89	11,83		11,94			11,82		"	"		
déc.	12,31	12,05						11,86	11,80					11,92		"	"		

1976	OIP		—	—						(Ceuta) 31°	—	Lago-medio 32°	n.d.		T.J. léger Prix de vente min. 31°		Ceuta Prix de vente min. 30°		Lagomedio Prix de vente min. 32°
janv.		12,17			12,40	12,30	12,26	12,30	12,32					12,13	12,30	12,26	12,20	11,608	12,40
fév.	12,41	12,20						12,28	12,24					12,21	"	"	"		"
mars	12,49	12,25						12,32	12,27	12,20*				12,11	"	"	"		"
avril	12,45	12,24					—	12,28	12,34					12,11	"	12,49	"		"
mai	12,44	12,25					"	12,30	12,34					12,23	"	"	"		"
juin	12,42	12,29					"	12,33	12,29	(12,31*)				12,17	"	"	"		"
juil.	12,46	12,24					"	12,29	12,27					12,13	"	12,46	"		"
août	12,44	12,23					"	12,32	12,26					12,12	"	"	"		"
sept.	12,49	12,20					"	12,23	12,24					12,12	"	"	"		"
oct.	12,50	12,18				12,35	"	12,27	12,26			12,65		12,31	12,35	12,53	"		12,45
nov.	12,46	"					"	12,23	12,33					12,26		"	"		"
déc.	12,50	"					"	12,30	12,27	(12,76*)		12,81		12,31		"	"		"

TABLEAU F-12 (suite)

DATE	SUN	TEXACO		IMPÉRIALE		SHELL		GULF				
		Lagomedio 32°		Guanipa 30°	T.J. léger 31°				Coût d'achat du DOE Lago-medio 32°	Prix de vente minimums		
	Lago-medio 32°	Société	OIP	Société		Lago-treco	Lago-mar	Ceuta		Ceuta 30°	T.J. léger 31°	Lago-medio 32°
						OIP	OIP	OIP				
1977	—					13,55	13,58	13,38	13,70	13,39	13,54	13,64
janv.		13,64	13,67	13,59	13,54	13,55	13,58	13,37	"	"	"	"
fév.			13,68			13,56	13,57	"	"	"	"	"
mars			13,48			13,60	13,58	13,38	"	"	"	"
avril			13,70			13,55	13,57	13,37	"	"	"	"
mai			13,70			13,60	"	"	13,72	"	"	"
juin			13,64			13,52	"	13,38	"	"	"	"
juil.			13,71			13,62	13,56	13,48	"	"	"	"
août			13,71			13,57	13,58	13,42	13,73	"	"	"
sept.			13,72			13,59	13,58	13,38	"	"	"	"
oct.			13,71			13,59	13,57		"	"	"	"
nov.			13,71			13,55	13,57	13,42	"	"	"	"
déc.			13,69									
1978	OIP											
janv.		13,64	13,69	13,59	13,54	13,58	13,56	13,43	13,75	13,39	13,54	13,64
fév.			13,69			13,57	13,57	13,44	"	"	"	"
mars			13,68			13,56	13,58		"	"	"	"
avril			13,68			13,57	13,57	13,05	13,72	"	"	"
mai			13,65			13,55	"	13,39	"	"	"	"
juin			13,66			13,54	13,56	13,32	"	"	"	
juil.			13,66		13,39		"		13,71	"	"	"
août			13,69				"	13,06	"	"	"	"
sept.			13,65				13,57	"	"	"	"	"
oct.			13,65				13,56	13,10	"	"	"	"
nov.	14,26		13,65				"	13,04	"	"	"	"
déc.			13,66			13,54	13,57	13,05				

TABLEAU F-12 (suite)

DATE	TEXACO		IMPÉRIALE		SHELL		GULF					
	Lagomedio 32°		Guanipa 30°	T.J. léger 31°				Prix aux tiers rep. du DOE	Coût d'achat du DOE	Prix de vente minimums		
	Société	OIP	Société		Lago-treco	Lago-mar	Ceuta	Ceuta 31°	Lago-medio 32°	Ceuta 30°	T.J. léger 31°	Lago-medio 32°
1979					OIP	OIP	OIP					
janv.	14,32	14,34	14,27	14,22	14,22	14,24	13,82	13,98	14,40	14,06	14,22	14,32
fév.	"	14,36				"		14,12	14,38			
mars	"	14,33				"	14,07	13,97	14,44			
avril	16,81	16,81		16,70		16,73	16,53	16,51	16,86	16,53	16,70	16,81
mai	17,41	17,20		17,30	17,31	17,14		16,93	17,29	17,13	17,30	17,41
juin	"	17,44			17,28	17,34	17,11	17,00	17,48			
juil.	21,32	21,34		20,90	21,24	21,00	20,60	20,47	21,28	20,58	20,90	21,32
août	"	21,35			21,30	21,13	20,59	20,42	21,40			
sept.	"	"			21,24	21,00	20,62	20,37	21,49			
oct.	"	21,34			20,93	21,06	20,57	20,46	21,30			
nov.	"	21,35			20,93	21,08	20,57	n.d.	21,26			
déc.	25,22	25,23	25,52	24,90	21,83	22,68	20,58	24,37	22,72	24,58	24,90	25,22
1980	Société	OIP	OIP	OIP			—	n.d.	n.d.			
janv.	n.d.	27,23	27,52*	26,90*	27,01	27,19				26,58	26,90	27,22
fév.		29,34	29,46	28,78	28,47	29,15				28,48	28,90	29,22
mars		"	29,46	29,36	29,21	29,24						
avril		"	29,59	29,27	29,43	"						
mai		31,07	29,46	29,30	29,13	29,59				31,98	32,40	32,72
juin		33,23		32,82	32,27	32,53						
juil.		33,80	33,52*	33,00*		33,12				32,58	33,00	33,32
août		33,71	33,56	33,53		33,18						
sept.		33,74		33,56		33,17						
oct.		33,77	33,59	33,53		33,19						
nov.		33,53	33,56	33,52		33,21						
déc.		33,59	33,56	33,65		33,16						

TABLEAU F-12 (suite)

DATE	TEXACO	IMPÉRIALE		SHELL	PETROFINA	GULF			
							Prix de vente minimums		
	Lago-medio 32°	Guanipa 30°	T.J. léger 31°	Lago-mar	Lago-treco 32°	Ceuta	Ceuta 30°	T.J. léger 31°	Lago-medio 32°
1981	OIP	OIP	OIP	OIP	OIP	—			
janv.	36,70		36,60	36,74			35,58	36,00	36,32
fév.	36,63		36,70	36,67					
mars	36,85	36,56	36,48	36,68					
avril	36,44		36,64	36,70					
mai	36,74		36,73	36,74					
juin			36,54	36,63					
juil.	36,81		36,39	36,69					
août	36,77		36,45	36,64					
sept.	36,81		36,42	36,67					
oct.	36,85		36,60	36,58	36,49		34,58	35,00	35,32
nov.	35,81		35,52	35,30	35,26				
déc.	35,81		35,60	35,32	35,64				
1982						OIP			
janv.	35,83		35,59	35,28	34,99	34,63	34,58	35,00	35,52
fév.	35,88		35,72	35,30	35,93	34,91	"	"	"
mars			35,62	35,23	35,06	34,87	"	"	"
avril	35,85		35,79			34,87	"	"	"
mai		35,90	35,43	35,20	35,06	34,72	"	"	"
juin	n.d.	n.d.	n.d.	n.d.	n.d.	n.d.	"	"	"
juil.	"	"	"	"	"	"	"	"	"
août	"	"	"	"	"	"	"	"	"
sept.	"	"	"	"	"	"	"	"	"
oct.	"	"	"	"	"	"	"	"	"
nov.	"	"	"	"	"	"	"	"	"
déc.	"	"	"	"	"	"	"	"	"

Notes du tableau F-12 comparant les prix fob des bruts importés du Venezuela et de Trinidad (30,0 — 34,0° API), 1958 à 1982

Notes générales

1. Les données sur les prix fob figurant dans le présent tableau concernent principalement les bruts légers vénézuéliens dont les niveaux API vont de 30 à 34°. Dans certains cas, il a été nécessaire de convertir des données sur les prix déclarés pour du brut d'un niveau API ne s'inscrivant pas dans cette échelle. Pour établir des comparaisons entre les sociétés, les prix de certains bruts ont été normalisés (au même niveau API). La formule de rajustement utilisée a été de 0,02 $ par degré API jusqu'à 1973, 0,06 $ pour 1974 à 1976, 0,10 $ pour 1977 à 1978 et 0,06 $ par la suite.

   Les tableaux 5 et 6 étudient en détail les bruts Lagomar/Lagomedio (31,0 à 32,9° API). Les données sur ces bruts ont aussi été utilisées dans le présent tableau chaque fois que les autres données d'une société sur les prix du brut léger vénézuélien étaient insuffisantes pour permettre des comparaisons significatives. Ce fut le cas pour Texaco, Shell, Petrofina et Ultramar.

   Pour 1958 à 1975 inclusivement, les niveaux API sont indiqués dans les titres des colonnes. Pour 1976 à 1982, les niveaux API déclarés dans les données mensuelles de l'OIP ne sont pas indiqués parce qu'ils varient d'un mois à l'autre.

2. Les prix fob indiqués sont en vigueur au départ de La Salina ou d'un port d'embarquement équivalent. Les prix fob des sociétés au départ d'Amuay ou de ports équivalents (c.-à-d. Puerto La Cruz, Cardon) ont été convertis en prix équivalents à ceux en vigueur au départ de La Salina grâce à une soustraction de 0,03 $ par baril.

Notes sur les colonnes:

1. *Texaco*: Les prix du Mata, Guanipa, Oficina/Mesa et Mesa pour 1969 ont été convertis en prix équivalent aux prix fob départ La Salina. Pour ce faire, on a soustrait 0,03 $ par baril des prix originaux départ Puerto La Cruz déclarés. a) *Mata*: Le prix de janvier 1958 est fondé sur un prix de 2,89 $ applicable à du brut de 32°. Pour 1964, le chiffre indiqué est une moyenne pondérée (par volume) des prix fob (2,25 $ à 2,19 $) applicables aux importations destinées à Halifax et Portland. Le prix de 1969 est fondé sur un prix de 2,19 $ valable pour du brut de 32° API. Pour les années 1970 à 1973, Texaco a fourni des données sur la freinte et les taux AFRA afin de permettre de calculer les prix fob à partir des prix caf stipulés dans les contrats de la pièce I-158. Ces données ne sont pas indiquées parce que le recours aux taux AFRA donne des prix fob systématiquement trop bas. b) *Guanipa*: Le prix de 1958 est fondé sur un prix de 2,77 $ pour du brut de 31° API. Les données indiquées pour mars 1961 et août 1962 portent sur du brut acheté d'Impériale (voir les documents sur le secteur international, Livre 2, intercalaire 10, p. 57572 et 57574. c) *Lagomedio/Lama* : Les données pour 1960 à 1968 sont fondées sur les prix du brut de 31° API. Le prix de 1964 était en vigueur en janvier. Aucune importation n'a été déclarée au prix contractuel de 1965 mentionné. Les prix fob pour 1970 à 1976, calculés à partir des prix caf à l'aide des données sur la freinte et les taux AFRA fournies par Texaco, n'ont pas été mentionnés parce que les prix ainsi obtenus étaient systématiquement trop bas. Voir les notes des tableaux 5 et 6 pour plus de détails. Les prix du Lagomedio et du Lama indiqués pour 1964 tiennent compte d'une réduction de 0,06 $ le baril accordée pour les importations destinées à la raffinerie de Montréal. Le brut importé à Halifax a été payé au prix contractuel de 2,29 $ (voir le tableau 5 concernant le Lagomedio). d) *Mesa*: Le prix du brut de 33° API indiqué pour 1969 est fondé sur le prix de 2,14 $ pour du brut de 28° API. Le prix de 1970 vaut pour le brut Oficina de 33° API; il a été calculé à partir des données sur les prix caf contenues dans la pièce I-16G en utilisant les droits de transport par pipeline (0,104 $ et le taux de fret (0,249 $) figurant dans les pièces I-161 et I-16G respectivement.

2. *Gulf*: Les prix indiqués pour 1958 à 1973 pour le Mesa, l'Ofinica et l'Est vénézuélien ont été convertis de prix fob départ Puerto La Cruz à des prix fob départ La Salina par une soustraction de 0,03 $. a) *Ceuta*: Le chiffre de 1961 est fondé sur un prix contractuel de 2,26 $ pour du brut de 29°; il n'y a eu aucune importation à ce prix (voir I-360, intercalaire 1). Les prix pour 1967 à 1974 ont été normalisés (31° API) à partir des prix moyens annuels et mensuels déclarés dans I-16E et des prix contractuels mensuels que l'on retrouve dans la pièce I-380, intercalaires 20, 22, 25, 31, 33, 39, 40 et 46. Selon la pièce I-361, intercalaire 8 (p. 62992), Gulf Canada aurait dû bénéficier de prix moins élevés que le prix contractuel de 2,69 $ déclaré pour janvier 1972 pour des volumes de Ceuta 31° utilisés pour remplacer ses approvisionnements en koweïtien et iranien lourd de 31°. Ces bruts étaient moins chers en raison de frais de transport moins élevés et des prix fob plus bas du Moyen-Orient. Gulf Canada a estimé que les prix équivalents au Ceuta 31° pour remplacer le koweïtien et l'iranien lourd de 31° ont été en avril et mai 1972, de 2,37 $ et 2,67 $ respectivement. En décembre 1972, Gulf Canada a bénéficié d'une réduction de 0,10 $ offerte à cause des économies réalisées parce que le transbordement avait pu se faire par navires très gros porteurs (VLCC) jusqu'à Point Tupper et par pétroliers plus petits jusqu'à Portland. Le prix a donc été ramené de 2,69 $ à 2,59 $. Les prix mensuels de l'OIP pour 1974, convertis à 31° étaient: 10,02 $, 10,46 $, 10,46 $, 10,49 $, 10,47 $, 10,47 $, 10,83 $, 10,84 $, 10,82 $, 10,79 $, 10,82 $ et 10,79 $. Les prix de l'OIP indiqués pour 1975 à 1982 n'ont pas été normalisés par une conversion à 31° API. b) *Mesa*: Les prix mentionnés ont été normalisés (30° pour 1961, 33° pour 1965 à 1970 et 32° pour 1972 à 1975). Les prix de l'OIP accompagnés d'un *astérisque* pour octobre 1974 et novembre 1975 ont aussi été convertis à 32°. Ils étaient auparavant de 10,78 $ (30,5°) et de 12,28 $ (32,4°). Les prix de 1972 aussi accompagnés d'un *astérisque* proviennent des documents sur le secteur international, Livre 8, intercalaire 240, p. 78774. c) *Est vénézuélien/Oficina*: Pour 1958 à 1961, les prix valent pour le brut Oficina normalisé de 34° (voir I-16E, contrat n° 3, et I-353). Les prix de 1962-1963 portent sur un mélange d'Est vénézuélien converti de 33 à 34° (voir I-353). Pour 1967 à 1969, les prix du mélange d'Est vénézuélien ont été convertis à 33°. Le prix de l'OIP d'avril 1974 a été converti à 31° à partir d'un prix de 10,44 $ (31,4°). Les prix de l'Oficina pour 1975 ont aussi été normalisés (34° API) afin qu'il soit possible de les comparer avec les prix aux tiers représentatifs du DOE pour le brut vénézuélien de 34° API. d)

Notes du tableau F-12 comparant les prix fob des bruts importés du Venezuela et de Trinidad (30,0 — 34,0° API), 1958 à 1982 (suite)

Notes sur les colonnes (suite):

Lagotreco: Les prix indiqués ont été normalisés (31°API). Le prix de janvier 1972, marqué d'un *astérisque*, provient des documents sur le secteur international, Livre 8, intercalaire 240, p. 78774. e) *Lagomedio*: Les prix mensuels de l'OIP indiqués entre parenthèses ont été normalisés (32°) à partir de prix de 10,57 $ (33°), 10,57 $ (33,4°) et 10,90 $ (33,3°).

3. *Impériale*: a) *Guanipa*: Les prix fob originaux pour 1958 à 1973 au départ de Puerto La Cruz ont été convertis aux prix fob départ La Salina par une soustraction de 0,03 $. Les données annuelles pour 1970 à 1973 sont une moyenne pondérée en fonction du temps en utilisant le nombre de mois par prix comme coefficient de pondération. Pour 1980, les chiffres accompagnés d'un *astérisque* correspondent aux prix déclarés par l'Impériale dans la pièce I-49, p. IX-6. Le prix de l'OIP pour janvier 1980 était de 26,55 $. b) *T.J. léger*: Pour 1958 à janvier 1962, les données sur les prix indiquées ont été rajustées à partir des prix fob originaux départ Amuay déclarés par Impériale afin de correspondre aux prix fob départ La Salina grâce à une réduction de 0,03 $ par baril. Les prix pour mai 1962 à 1982 sont tous des prix départ La Salina originaux. De juillet 1974 à janvier 1975 inclusivement les prix ont été obtenus à partir des pfix du brut de 34° qui étaient disponibles. Les prix du brut de 34° pour les mois correspondants indiqués dans le tableau étaient: 10,31 $, 10,68 $, 11,08 $, 11,23 $ et 11,50 $ respectivement. Pour 1980, les chiffres accompagnés d'un *astérisque* sont les prix déclarés par Impériale dans la pièce I-49, p. IX-6. Les prix de l'OIP pour janvier et juillet étaient de 27,17 $ et 33,24 $. c) *Ceuta*: Les prix pour du brut de 31° présentés dans le tableau sont fondés sur le prix du brut de 35° en 1963 (I-51C, intercalaire VI-32) et les prix du brut de 31° indiqués dans la pièce I-49 pour 1968 à 1976. La pièce I-51C, intercalaire VI-40, présente des données sur les prix en vigueur de 1968 à 1970 selon lesquelles les prix du brut de 32° pour ces années, figurant dans la pièce I-49, s'appliquent en réalité à du brut de 31°. On croit que les prix indiqués pour 1971 à janvier 1972 sont également à tort attribués à du brut de 32°. d) *Oficina*: Les prix fob originaux départ Puerto La Cruz ont été convertis aux prix fob départ La Salina par une soustraction de 0,03 $. Les données sur les prix pour 1958 et 1959 ont été obtenues à partir des contrats figurant aux pages C-16 à C-14 des Documents C. On a soustrait des prix affichés en vigueur ces années-là, les indemnités ou remises accordées par Esso Export à Impériale (voir la pièce I-51C, intercalaire VI-29). e) *Mesa*: Les prix fob originaux départ Puerto La Cruz ont été convertis aux prix fob de La Salina par une soustraction de 0,03 $. Le prix de 1967 pour le brut de 33° est fondé sur le prix de 2,05 $ départ Puerto La Cruz pour du brut de 30° mentionné dans la pièce I-49. f) *Prix de la filiale étrangère Albury*: Pour 1968 à 1972, les prix indiqués ne comprennent pas la marge bénéficiaire de la filiale étrangère.

4. *Shell*: Dans le cas des prix du brut Oficina de 33° déclarés dans la colonne du vénézuélien moyen de 33° de 1958 à 1961, du Mesa de 30° de 1960 à 1966 et du Lagomar de 30° de 1962 à 1971 et de 32° en 1972, les données indiquées reflètent une réduction de 0,03 $ par baril effectuée pour convertir les prix départ Puerto La Cruz ou Cardon indiqués dans les pièces de Shell aux prix fob départ La Salina ou un port équivalent. a) *Vénézuélien moyen*: Selon la pièce I-16F, de 1958 à mars 1960, Shell a exclusivement importé du brut Oficina de 33° API. D'avril 1960 à mars 1961 inclusivement, d'autres bruts vénézuéliens non identifiés ont aussi été de plus en plus importés. D'avril 1961 à mars 1962, ces bruts de remplacement ont été le Mesa de 30° API et le Lagotreco de 28° API. Le 30 avril 1962, aucun brut Oficina de 33° n'était plus importé, mais un nouveau produit de remplacement, un mélange Lagomar/Bachaquero de 30° API, était disponible. Le 28 mai 1963, un autre mélange de brut de remplacement, le Lagotreco/Lagomar de 30° s'est ajouté. Les prix moyens du brut vénézuélien indiqués pour 1958 à 1961 portent sur du brut de 33° API, tandis que les prix de 1962 et des années suivantes concernent des mélanges de brut de 30° API. b) *Mesa*: Les prix pour 1958 à mars 1961 et du 1er avril 1962 à octobre 1963 déclarés dans la pièce I-234, annexes A et B concernent du brut de 30° API départ Puerto La Cruz. On suppose que le même niveau de densité s'applique dans le cas des prix mentionnés pour novembre 1963 à 1966 (voir I-234, p. 15). c) *Lagotreco*: Les prix du brut de 31° indiqués pour 1960 à mars 1971 sont fondés sur les prix du brut de 28° départ Puerto Miranda déclarés par Shell. Pour avril à décembre 1971, les prix figurant dans I-16F, à la pièce C, ont été déterminés (par comparaison avec les prix du brut Lagomar de 31°) comme étant des prix applicables à du brut de 29° convertis en prix applicables à du brut de 31°. Les notes accompagnant la pièce C précisent que les prix de 1972 et de 1973-1974 provenant de cette source valent pour du brut de 31 et 32° respectivement. Les prix de 1973-1974 ont été convertis aux prix du brut de 31°. Les données accompagnées d'un *astérisque* pour 1973 valent en réalité pour le 1er juillet, le 15 juillet, le 1er novembre et le 15 novembre respectivement. Les prix de l'OIP pour 1975 à 1980 n'ont pas été normalisés. d) *Lagomar*: Voir la note du tableau 5. Les prix du brut de 32° API pour 1962 sont fondés sur des prix déclarés pour une vente spot de mélange de Lagomar/Bachaquero de 30° API à 2,10 $ le 24 avril et sur un prix contractuel de 2,05 $ payé pour le même mélange le 30 avril. Les données accompagnées d'un *astérisque* indiquées pour 1963 à janvier 1967 correspondent au prix le plus bas payé par Shell lorsque plus de 50 000 barils de brut Lagomar étaient enlevés par jour. Les chiffres marqués d'un *astérisque* en 1973 valent pour le 1er juillet, le 15 juillet, le 1er novembre et le 15 novembre respectivement. Les prix plus élevés pour des livraisons dans des pétroliers de moins de 80 000 tonneaux figurent au tableau 5. e) *Lagomedio*: Voir la note du tableau 5. Les prix du brut de 32° API indiqués pour 1976 sont fondés sur des prix du brut de 32,9° API de 12,36 $ et 12,81 $ respectivement. f) *Ceuta*: Le prix du brut de 31° API indiqué pour 1976 est fondé sur un prix de 12,17 $ pour du brut de 30,5° API. g) *Majorations pour teneur en soufre et péages*: Les prix de 1974 pour le Lagotreco et le Lagomar comprennent des majorations pour teneur en soufre de 0,15 $ et 0,10 $ respectivement, comme il est indiqué dans la pièce I-16F à la note 14, et des péages de 0,038 $ prenant effet le 12 juin pour le brut embarqué à Puerto Miranda (voir la note 15 de la pièce I-16F). Les prix mensuels de l'OIP pour 1974 dans le cas du Lagotreco, convertis à 32°, sont les suivants: 9,37 $, 9,82 $, 9,84 $, 9,82 $, 9,81 $, 9,81 $, 10,14 $, 10,11 $, 10,23 $, 10,52 $, 10,51 $ et 10,50 $. Les prix non convertis de l'OIP pour le Lagomar figurent au tableau 5.

5. *Petrofina*: Les données présentées sont les prix d'achat canadien ou prix à l'importation à l'exclusion du dividende par baril de la Pannac (filiale étrangère). a) *Lagomedio (MarLago) 32°*: Voir la note du tableau 5. b) *T.J. léger 31°*: Les prix du T.J. léger indiqués pour 1961 ont été convertis en prix du brut de 32°. Le prix accompagné d'un *astérisque* correspond à une acquisition d'Impériale en mars 1961 (voir les documents sur le secteur international, Livre 2, intercalaire 10, p. 57573). Les prix de 1961 et de 1962 étaient fondés sur le sprix départ Amuay réduits de 0,03 $ par baril afin de les rendre équivalents aux prix fob départ La Salina. On a supposé que les prix du T.J. léger pour 1965 à 1968 étaient des prix fob départ La Salina. c) *Lagotreco 31°*: Les prix pour 1969 et 1970 ont été convertis à partir du prix applicable au brut de 30°. Les prix de 1981 et de 1982 pour le Lagotreco ont été normalisés (32° API) à l'aide des données sur les prix figurant dans les dossiers de l'Office des indemnisations pétrolières. d) *Trinidad 30°*: Le prix indiqué est fondé sur un prix applicable au brut de 29°.

Notes du tableau F-12 comparant les prix fob des bruts importés du Venezuela et de Trinidad (30,0 — 34,0° API), 1958 à 1982 (suite)

Notes sur les colonnes (suite):

6. *Ultramar*: Les prix indiqués ne comprennent pas la marge bénéficiaire pour l'achat du brut par la filiale étrangère (Ultramar Liberia Ltd.), mais comprennent toute majoration qui peut avoir été ajoutée par la filiale étrangère chargée du transport (Golden Eagle Liberia Ltd.). Aucune information n'était disponible sur les niveaux API des bruts du Venezuela et de Trinidad importés par Ultramar.

7. *BP*: a) *Mélange Trinidad de 30°*: Les prix sont indiqués pour le brut Trinidad de 30° à cause de sa ressemblance déclarée avec le Guanipa et le Mata de 30° importés par Impériale et Texaco. Les prix sont fondés sur un prix caf, mentionné dans les contrats, de 1,91 $ pour 1966 à 1968 à partir duquel un prix fob estimatif de 1,76 $ a été retenu des suggestions figurant dans la pièce I-296. Comme le prix caf de 1,91 $ a seulement augmenté à 1,92 $ dans le contrat de 1969, il a été raisonnable de supposer que les prix fob ont été constants au cours de cette période. Comme il était indiqué, le prix contractuel fob de 1969 était de 1,70 $ pour du brut de 27° ou 1,76 $ pour du brut de 30°. Selon le contrat de 1960, le prix caf à Portland pour un mélange Trinidad 30° aurait été de 2,50 $ en février et de 2,40 $ en août 1960. En 1960, Texaco a déclaré un prix caf de 2,78 $ pour le Mata de 30° et Impériale a déclaré pour le Guanipa de 30° des prix fob de 2,42 $ (janvier), 2,35 $ (avril) et 2,25 $ (août) qui lorsqu'ils sont ajoutés au taux de fret moyen (0,21 $) en vigueur au début des années 1960 dans le cas du Guanipa (voir I-49, p. IX-2) donnent des prix caf de 2,63 $, 2,56 $ et 2,46 $ respectivement. En 1961, Texaco a importé du Trinidad de 30° à un prix fob de 2,43 $ et un prix caf de 2,69 $. Ces données étaient fondées sur un prix fob de 2,476 $ pour du brut de 32,3° (voir les documents sur les secteur international, Livre 2, intercalaire 10, p. 57513). b) *Mesa 33°*: Les prix indiqués étaient fondés sur les prix départ Puerto La Cruz réduits de 0,03 $ le baril afin d'équivaloir aux prix fob départ La Salina. Pour 1969, aucune importation n'a été déclarée pour Montréal via le pipeline de Portland. Les prix du Mesa de 33° API pour 1969 à 1971 sont fondés sur des prix de 1,68 $, 1,76 $ et 1,84 $ pour du brut de 28°, 32° et 32° respectivement, mentionnés dans la pièce I-289, intercalaire 4. c) *Lagocinco 33°*: Les prix du brut de 33° API pour 1969 à 1971 sont fondés sur des prix de 1,83 $, 1,83 $ et 1,91 $ pour du brut de 34°, 35° et 35° respectivement. Aucune importation n'a été déclarée en 1969. d) *Lagotreco 32°*: Le prix de 1975 du Lagotreco a été normalisé (32° API) à partir d'un prix de l'OIP de 11,91 $ pour du brut de 31,5° API.

8. *Valeur d'option Sun*: Voir la note du tableau 5. Les données sur la valeur d'option correspondent aux estimations de la valeur du marché ou entre tiers du brut Lagomedio/Lagomar 32° indiquées dans la pièce I-188. Le prix de 1974 du brut Lagomar, accompagné d'un *astérisque*, provient de la pièce I-161, tandis que les prix mensuels proviennent des dossiers de l'Office des indemnisations pétrolières. Les prix pour février, juin et juillet s'appliquent à du brut Lagomedio.

9. *Fourchette de prix de cession aux tiers d'Exxon*: Ces données correspondent aux prix de cession à des acheteurs non intégrés (départ La Salina). Le prix marqué d'un *astérisque* pour 1970 s'applique à du Ceuta de 31°.

10. *Fourchette de prix de cession aux tiers pour le Lagomedio/Lagomar de 32°*: Il s'agit des ventes à des acheteurs non intégrés. Voir la note du tableau 5.

11. *Fourchette de prix de cession aux tiers pour l'Oficina de 34°/33°*: Il s'agit de ventes à des acheteurs non intégrés réalisées par Esso International (I-50, annexe 3, I-50A et I-78A) et des ventes à Petrobras de 1964 à 1966 réalisées par les groupes Sun Oil et Shell et par Atlantic Richfield Co. (voir I-51A, intercalaire II-5, p. 76). Les prix d'achat payés par Petrobras, accompagnés d'un *astérisque*, découlent des prix du brut de 35°, supposémment de l'Oficina départ Puerto La Cruz. Par conséquent, ils ont été réduits de 0,03 $ le baril afin de les rendre équivalents aux prix fob départ La Salina.

12. *Murphy*: Les prix de 1970 du Lagomedio de 32° sont indiqués dans la colonne BP Mélange Trinidad 30°. Pour une explication des prix de 1970, voir la note du tableau 5.

13. *Prix de cession aux tiers Sun*: Ces chiffres correspondent aux prix de cession de brut par le groupe Sun Oil à des sociétés pétrolières non intégrées comme il est indiqué dans la pièce I-347, intercalaire 6.

14. *Coût taxes incluses*: Il s'agit du coût du brut de concession. Il correspond à la somme des taxes et redevances imposées par le pays d'origine plus les coûts de production. Les données pour 1970 et les années suivantes comprennent les majorations de fret, mais non les majorations pour teneur en soufre applicables (voir la pièce I-107).

15. *Coût d'achat du DOE*: Ces chiffres proviennent de la pièce I-80, document de Brant/Davidson. Il s'agit des données sur les coûts d'achat pour des cessions aux tiers à terme déclarée au Ministère de l'Énergie des États-Unis (DOE). Brant a affirmé que lorsque plus d'une donnée était déclarée par mois, le chiffre le plus élevé avait été retenu. Cependant, si plusieurs données étaient déclarées pour la même société au cours d'un mois donné, alors seul le dernier chiffre ou le chiffre révisé indiqué par cette société était retenu (transcription, vol. 71, p. 13348).

16. *Prix de ventes minimums*: Ces données équivalent aux prix officiels fixés par l'État.

17. *Prix aux tiers représentatif du DOE*: Le prix représentatif a été défini par le Ministère de l'Énergie des États-Unis (DOE) comme étant le prix le moins élevé demandé dans au moins 50 % (par volume) des transactions entre tiers effectuées par mois. C'est-à-dire le prix médian pondéré. Le DOE a uniquement publié des données sur le brut vénézuélien léger de 34° API pour octobre 1974 à 1976. Aucune information n'est disponible sur le niveau API exact correspondant aux données sur les prix représentatifs du Ceuta pour 1979. On suppose qu'il s'agit de 31°, à cause de l'information donnée à la page 18279 de la pièce I-87.

G

Statistiques et autres données relatives au raffinage du pétrole

TABLEAU G-1

Rendement de produits pétroliers par les raffineries au Canada, 1952-1984 (en %)

Année	Essence	Mazout lourd (No 4-6)	Mazout léger (No 2-3)	Fuel diesel	Charge d'alimentation pétrochimique	Carburant d'aviation*	Autres
1952	42,0	19,9	11,1	7,1	0,6	1,1	18,2
1955	39,6	20,1	16,6	6,8	1,0	1,7	14,2
1960	36,2	16,5	19,9	8,4	2,2	2,1	14,7
1965	36,1	17,1	19,9	8,6	2,8	2,3	13,2
1967	36,0	17,3	15,8	11,4	1,9	2,7	14,9
1968	35,6	17,8	15,9	11,6	1,7	2,7	14,7
1969	35,8	17,9	15,8	11,5	1,9	2,9	14,2
1970	35,1	18,2	15,6	11,8	2,1	3,3	13,9
1971	32,8	20,5	15,5	11,9	2,1	3,4	13,8
1972	33,0	22,0	14,9	11,5	2,4	3,4	12,8
1973	32,9	21,4	15,0	11,4	2,0	3,7	13,6
1974	32,9	21,5	14,4	11,2	1,6	3,9	14,5
1975	35,4	20,2	13,4	11,6	1,4	4,2	13,8
1976	35,7	18,6	13,5	12,2	2,1	4,3	13,6
1977	34,3	19,1	13,3	12,6	3,6	4,1	13,0
1978	34,8	18,2	12,4	12,9	4,7	4,5	12,5
1979	35,0	17,6	14,6	13,2	4,7	4,5	10,4
1980	36,1	16,4	14,5	13,6	4,6	4,6	10,2
1981	37,4	15,7	12,6	14,1	5,0	4,7	10,5
1982	39,5	13,6	12,1	14,6	5,3	4,8	10,1
1983	39,3	11,1	10,5	16,1	5,1	4,8	13,1
1984	40,9	10,7	10,3	18,8	4,9	4,9	9,5

Note: *Comprend l'essence d'aviation et les turbocombustibles — de type kérosène et naphte.

Source: Canadian Petroleum Association, *Statistical Handbook*, section VIII, tableau 7.

TABLEAU G-2

Répartition de la capacité de raffinage du pétrole par taille de raffinerie — Canada, États-Unis, Japon, Europe occidentale, 1970 et 1984

Ordre de grandeur Barils/jour	Pourcentage du total de la capacité de raffinage							
	Canada		États-Unis		Japon		Europe occidentale	
	1970	1984	1970	1984	1970	1984	1970	1984
0 – 24 999	17,4	3,7	8,7	5,5	1,7	1,2	2,1	1,4
25 000 – 49 999	26,4	12,1	13,5	11,8	10,1	3,7	4,6	2,0
50 000 – 74 999	26,8	13,5	11,6	9,0	19,6	7,9	10,5	5,3
75 000 – 99 999	12,6	23,1	12,0	7,5	—	8,1	20,4	11,9
100 000 – 149 000	16,8	24,9	13,2	17,1	37,1	39,4	21,6	19,0
150 000 +	—	22,7	41,1	49,1	31,5	39,7	40,6	60,4
Total	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0

Source: Énergie, Mines et Ressources, dossiers et *Traitement du pétrole au Canada*, *Petroleum Times: World Refineries Survey 1984*, (mars 1984).

TABLEAU G-3

Canada — pourcentage de la capacité de raffinage du pétrole par taille de raffinerie, pour certaines années, 1960-1984

Ordre de grandeur Barils/jour	Nombre de raffineries				Pourcentage de la capacité			
	1960	1970	1980	1984	1960	1970	1980	1984
0 – 24 999	30	20	12	8	29,0	17,4	7,8	3,7
25 000 – 49 999	9	10	6	6	34,4	26,4	10,8	12,1
50 000 – 74 999	3	6	5	3	18,6	26,8	12,9	13,5
75 000 – 99 999	2	2	7	5	18,0	12,6	37,4	23,1
100 000 – 149 000	—	2	3	4	—	16,8	11,8	24,9
150 000 +	—	—	2	2	—	—	19,3	22,7
Total	44	40	35	28	100,0	100,0	100,0	100,0

Sources: Pour 1960, 1970, et 1980, Énergie, Mines et Ressources, *Traitement du pétrole au Canada*, numéros de janvier 1961, janvier 1971, et décembre 1979. Pour 1984, dossiers d'Énergie, Mines et Ressources.

TABLEAU G-4

Raffineries de pétrole canadiennes — certaines données, 1947-1984

Année	Capacité utilisée (%)	% de brut canadien utilisé
1947	80,2	8,8
1948	77,4	13,4
1949	78,7	21,4
1950	84,2	24,4
1951	85,5	36,2
1952	84,5	41,7
1953	84,6	46,0
1954	84,8	54,7
1955	86,3	55,7
1956	87,5	53,9
1957	85,5	53,2
1958	77,8	55,6
1959	83,8	56,6
1960	81,0	54,1
1961	84,7	54,1
1962	82,3	56,2
1963	89,3	56,0
1964	88,4	58,1
1965	89,2	59,2
1966	91,2	58,1
1967	86,2	57,9
1968	88,6	57,2
1969	88,3	56,0
1970	91,4	55,4
1971	84,4	51,9
1972	90,9	48,6
1973	90,6	48,9
1974	86,9	54,1
1975	81,5	51,6
1976	79,3	57,4
1977	83,8	62,8
1978	81,0	65,6
1979	87,3	68,6
1980	87,8	70,7
1981	81,4	70,7
1982	72,0	77,2
1983	76,7	82,4
1984	76,3	82,8

Source: Pour la capacité utilisée, Canadian Petroleum Association, ***Statistical Handbook***, section VIII, tableau 6, juin 1985. Pour le pourcentage de brut canadien utilisé, Énergie, Mines et Ressources, ***Traitement du pétrole au Canada***, divers numéros.

TABLEAU G-5

Raffineries de pétrole au Canada — Nombre de raffineries en exploitation et capacité par province en (A) barils et (B) mètres cubes par jour civil, 1940-1984

ANNÉE	TERRE-NEUVE		N.-É.		N.-B.		QUÉBEC		ONTARIO		MANITOBA		SASKATCHE-WAN		ALBERTA		C.-B./T.N.-O.		CANADA	
	Nbre	Cap.	Nbre	Cap.	Nbre	Cap.	Nbre	Cap.	Nbre	Cap.	Nbre	Cap.	Nbre	Cap.	Nbre	Cap.	Nbre	Cap.	Nbre	Cap.
1940			1	A) 32 500 B) 5165,3	1	A) 250 B) 39,7	4	A) 64 500 B) 10251,1	5	A) 57 500 B) 9138,6	4	A) 4 150 B) 659,6	10	A) 16 220 B) 2577,9	9	A) 16 850 B) 2678,0	4	A) 25 300 B) 4021,0	38	A) 217 270 B) 34531,1
1941			1	A) 34 500 B) 5403,7	1	A) 250 B) 39,7	4	A) 67 000 B) 10648,4	5	A) 68 000 B) 10807,4	4	A) 4 150 B) 659,4	9	A) 17 300 B) 2749,5	7	A) 16 250 B) 2582,6	4	A) 25 340 B) 4027,3	35	A) 232 290 B) 36918,3
1942			1	A) 34 000 B) 5403,7	1	A) 250 B) 39,7	4	A) 67 000 B) 10648,4	5	A) 68 000 B) 10807,4	4	A) 4 150 B) 659,4	8	A) 16 775 B) 2666,1	8	A) 18 100 B) 2876,7	4	A) 25 340 B) 4027,3	35	A) 233 615 B) 37128,9
1943			1	A) 34 000 B) 5403,7	1	A) 250 B) 39,7	4	A) 67 000 B) 10648,4	6	A) 76 250 B) 12118,6	4	A) 4 150 B) 659,4	8	A) 17 025 B) 2705,8	7	A) 18 400 B) 2924,3	4	A) 25 340 B) 4027,3	35	A) 242 415 B) 38527,5
1944			1	A) 34 000 B) 5403,7	1	A) 250 B) 39,7	4	A) 63 000 B) 10012,7	6	A) 76 250 B) 12118,6	3	A) 3 900 B) 619,8	7	A) 17 075 B) 2713,8	6	A) 19 300 B) 3067,4	4	A) 25 340 B) 4027,3	32	A) 238 865 B) 37963,3
1945			1	A) 34 000 B) 5403,7	1	A) 250 B) 39,7	4	A) 59 000 B) 9377,0	6	A) 75 450 B) 11991,4	3	A) 4 500 B) 715,2	7	A) 18 075 B) 2872,7	4	A) 18 100 B) 2876,7	4	A) 21 840 B) 3471,1	30	A) 231 215 B) 36747,5
1946			1	A) 34 000 B) 5403,7	1	A) 300 B) 47,7	4	A) 71 000 B) 11284,2	6	A) 77 950 B) 12388,7	3	A) 4 500 B) 715,2	7	A) 18 175 B) 2888,6	4	A) 17 300 B) 2749,5	4	A) 22 640 B) 3598,2	30	A) 245 865 B) 39075,8
1947			1	A) 34 000 B) 5403,7	1	A) 300 B) 47,7	4	A) 73 000 B) 11602,0	6	A) 87 950 B) 13978,1	3	A) 4 500 B) 715,2	7	A) 17 475 B) 2777,3	6	A) 21 300 B) 3385,2	4	A) 23 400 B) 3719,0	32	A) 261 925 B) 41628,2
1948			1	A) 25 000 B) 3973,3	1	A) 300 B) 47,7	4	A) 107 000 B) 17005,7	6	A) 88 700 B) 14097,3	3	A) 4 500 B) 715,2	7	A) 26 475 B) 4207,7	7	A) 35 750 B) 5681,8	4	A) 27 750 B) 4410,4	33	A) 315 475 B) 50139,1
1949			1	A) 22 000 B) 3496,5	1	A) 300 B) 47,7	4	A) 124 000 B) 19707,6	5	A) 83 700 B) 13302,6	3	A) 7 300 B) 1160,2	7	A) 26 475 B) 4207,7	7	A) 43 200 B) 6865,9	4	A) 26 650 B) 4235,5	32	A) 333 625 B) 53023,7
1950			1	A) 22 000 B) 3496,5	1	A) 300 B) 47,7	4	A) 143 000 B) 22727,3	4	A) 75 200 B) 11951,7	3	A) 7 800 B) 1239,7	8	A) 33 575 B) 5336,1	7	A) 46 900 B) 7453,9	4	A) 30 100 B) 4783,8	32	A) 358 875 B) 57036,7

TABLEAU G-5 (suite)

ANNÉE	TERRE-NEUVE		N.-É.		N.-B.		QUÉBEC		ONTARIO		MANITOBA		SASKATCHE-WAN		ALBERTA		C.-B./T.N.-O.		CANADA	
	Nbre	Cap.	Nbre	Cap.	Nbre	Cap.	Nbre	Cap.	Nbre	Cap.	Nbre	Cap.	Nbre	Cap.	Nbre	Cap.	Nbre	Cap.	Nbre	Cap.
1951			1	A) 22 000 B) 3496,5	1	A) 300 B) 47,7	4	A) 160 000 B) 25429,1	4	A) 79 400 B) 12619,2	4	A) 20 500 B) 3258,1	10	A) 47 500 B) 7549,3	11	A) 61 750 B) 9814,0	4	A) 30 100 B) 4783,8	39	A) 421 550 B) 66997,8
1952			1	A) 22 000 B) 3496,5	1	A) 300 B) 47,7	4	A) 164 000 B) 26064,8	5	A) 104 500 B) 16608,4	4	A) 19 700 B) 3131,0	10	A) 50 300 B) 7994,3	9	A) 68 000 B) 10807,4	4	A) 29 600 B) 4704,4	38	A) 458 400 B) 72854,4
1953			1	A) 18 000 B) 2860,8	1	A) 300 B) 47,7	4	A) 176 000 B) 27972,0	6	A) 135 000 B) 21455,8	4	A) 20 000 B) 3178,6	10	A) 58 100 B) 9233,9	10	A) 69 150 B) 10990,1	4	A) 47 100 B) 7485,7	40	A) 523 650 B) 83224,7
1954			1	A) 18 000 B) 2860,8	1	A) 300 B) 47,7	4	A) 171 500 B) 27256,8	6	A) 142 300 B) 22616,0	4	A) 20 000 B) 3178,6	10	A) 67 300 B) 10696,1	10	A) 68 600 B) 10902,7	5	A) 56 750 B) 9019,4	41	A) 544 750 B) 86578,2
1955			1	A) 18 000 B) 2860,8	1	A) 300 B) 47,7	5	A) 210 000 B) 33375,7	6	A) 148 800 B) 23649,1	4	A) 29 800 B) 4736,2	9	A) 66 300 B) 10537,2	10	A) 77 500 B) 12317,2	6	A) 67 750 B) 10767,6	42	A) 618 450 B) 98291,5
1956			1	A) 42 000 B) 6675,1	1	A) 300 B) 47,7	5	A) 247 000 B) 39256,2	6	A) 159 700 B) 25381,4	4	A) 30 800 B) 4895,1	9	A) 69 350 B) 11021,9	11	A) 79 350 B) 12611,2	6	A) 71 550 B) 11371,6	43	A) 700 050 B) 111260,3
1957			1	A) 44 000 B) 6993,0	1	A) 300 B) 47,7	5	A) 255 800 B) 40654,8	6	A) 198 510 B) 31549,6	4	A) 33 220 B) 5279,7	9	A) 68 975 B) 10962,3	11	A) 85 540 B) 13595,0	6	A) 75 550 B) 12007,3	43	A) 761 895 B) 121089,5
1958			1	A) 49 000 B) 7787,7	1	A) 300 B) 47,7	5	A) 264 800 B) 42085,2	7	A) 228 822 B) 36367,1	3	A) 33 220 B) 5279,7	8	A) 67 875 B) 10787,5	10	A) 85 290 B) 13555,3	7	A) 98 100 B) 15591,2	42	A) 827 407 B) 131501,4
1959			1	A) 49 000 B) 7787,7	1	A) 300 B) 47,7	5	A) 265 000 B) 42117,0	7	A) 254 272 B) 40411,9	3	A) 33 220 B) 5279,7	6	A) 63 610 B) 10109,7	10	A) 90 960 B) 14456,4	7	A) 96 900 B) 15400,5	40	A) 853 262 B) 135610,6
1960			1	A) 49 000 B) 7787,7	2	A) 47 800 B) 7596,9	6	A) 297 000 B) 47202,8	7	A) 260 820 B) 41452,6	3	A) 36 120 B) 5740,6	6	A) 64 250 B) 10211,4	11	A) 95 070 B) 15109,7	8	A) 100 200 B) 15925,0	44	A) 950 260 B) 151026,7
1961	1	A) 8 500 B) 1350,9	1	A) 49 000 B) 7787,7	2	A) 47 800 B) 7596,9	6	A) 297 000 B) 47202,8	7	A) 260 820 B) 41452,6	3	A) 37 420 B) 5947,2	6	A) 70 750 B) 11244,4	10	A) 90 670 B) 14410,4	7	A) 98 800 B) 15702,5	43	A) 961 760 B) 152854,4
1962	1	A) 8 500 B) 1350,9	1	A) 50 000 B) 7946,6	2	A) 45 300 B) 7199,6	6	A) 304 500 B) 48394,8	7	A) 279 170 B) 44369,0	3	A) 37 420 B) 5947,2	6	A) 69 720 B) 11080,7	10	A) 94 560 B) 15028,6	7	A) 98 800 B) 15702,5	43	A) 987 970 B) 157019,9
1963	1	A) 8 500 B) 1350,9	1	A) 50 000 B) 7946,6	2	A) 45 300 B) 7199,6	6	A) 305 000 B) 48474,2	8	A) 305 470 B) 48548,9	3	A) 40 420 B) 6424,0	6	A) 70 010 B) 11126,8	8	A) 88 800 B) 14113,1	7	A) 99 200 B) 15766,0	42	A) 1012 700 B) 160950,4

TABLEAU G-5 (suite)

ANNÉE	TERRE-NEUVE		N.-É.		N.-B.		QUÉBEC		ONTARIO		MANITOBA		SASKATCHE-WAN		ALBERTA		C.-B./T.N.-O.		CANADA	
	Nbre	Cap.	Nbre	Cap.	Nbre	Cap.	Nbre	Cap.	Nbre	Cap.	Nbre	Cap.	Nbre	Cap.	Nbre	Cap.	Nbre	Cap.	Nbre	Cap.
1964	1	A) 8 500 B) 1350,9	2	A) 50 000 B) 7946,6	1	A) 45 000 B) 7151,9	6	A) 318 700 B) 50651,6	7	A) 306 900 B) 48776,2	3	A) 41 300 B) 6563,9	6	A) 70 010 B) 11126,8	7	A) 86 700 B) 13779,4	7	A) 103 400 B) 16433,6	40	A) 1052 510 B) 167277,5
1965	1	A) 8 500 B) 1350,9	2	A) 72 000 B) 11443,1	1	A) 45 000 B) 7151,9	6	A) 328 700 B) 52240,9	7	A) 322 400 B) 51239,7	3	A) 41 300 B) 6563,9	6	A) 69 650 B) 11069,6	7	A) 93 300 B) 14828,3	7	A) 102 300 B) 16258,7	40	A) 1083 150 B) 172147,2
1966	1	A) 8 500 B) 1350,9	2	A) 72 000 B) 11443,1	1	A) 45 000 B) 7151,9	6	A) 373 700 B) 59392,9	7	A) 324 400 B) 51557,5	3	A) 43 000 B) 6834,1	6	A) 75 550 B) 12007,3	7	A) 95 300 B) 15146,2	7	A) 102 300 B) 16258,7	40	A) 1138 750 B) 180983,8
1967	1	A) 11 500 B) 1827,7	2	A) 72 000 B) 11443,1	1	A) 45 000 B) 7151,9	6	A) 401 200 B) 63763,5	7	A) 352 400 B) 56007,6	3	A) 43 000 B) 6834,1	6	A) 74 550 B) 11848,4	7	A) 98 000 B) 15575,3	8	A) 111 800 B) 17768,6	41	A) 1209 450 B) 192220,2
1968	1	A) 13 000 B) 2066,1	2	A) 70 100 B) 11141,1	1	A) 45 000 B) 7151,9	6	A) 400 400 B) 63636,4	7	A) 359 100 B) 57072,5	3	A) 44 300 B) 7040,7	6	A) 75 950 B) 12070,9	7	A) 100 000 B) 15893,2	8	A) 114 300 B) 18165,9	41	A) 1222 150 B) 194238,7
1969	1	A) 13 000 B) 2066,1	2	A) 74 600 B) 11856,3	1	A) 45 000 B) 7151,9	6	A) 449 600 B) 71455,8	7	A) 367 000 B) 58328,0	2	A) 47 600 B) 7565,2	6	A) 77 150 B) 12261,6	7	A) 109 500 B) 17403,0	8	A) 114 400 B) 18181,8	40	A) 1297 850 B) 206269,8
1970	1	A) 13 000 B) 2066,1	2	A) 77 100 B) 12253,6	1	A) 45 000 B) 7151,9	6	A) 460 600 B) 73204,1	7	A) 389 200 B) 61856,3	2	A) 47 500 B) 7549,3	6	A) 79 350 B) 12611,2	7	A) 112 000 B) 17800,4	8	A) 128 500 B) 20422,7	40	A) 1352 250 B) 214915,7
1971	1	A) 13968,2 B) 2 220	3	A) 160257,2 B) 25 470	1	A) 119988,4 B) 19 070	7	A) 577416,8 B) 91 770	7	A) 389160,2 B) 61 850	2	A) 48511,3 B) 7 710	4	A) 65248,0 B) 10 370	7	A) 172149,1 B) 27 360	8	A) 128577,0 B) 20 435	40	A) 1675245,0 B) 266 250
1972	1	A) 13968,2 B) 2 220	3	A) 178441,1 B) 28 360	1	A) 119988,4 B) 19 070	7	A) 587421,1 B) 93 360	7	A) 410741,8 B) 65 280	2	A) 48511,3 B) 7 710	4	A) 65248,0 B) 10 370	7	A) 173596,2 B) 27 590	8	A) 132100,5 B) 20 995	40	A) 1730048,3 B) 274 960
1973	2	A) 114011,0 B) 18 120	3	A) 179951,2 B) 28 600	1	A) 119988,4 B) 19 070	7	A) 608373,5 B) 96 690	7	A) 413636,0 B) 65 740	2	A) 48511,3 B) 7 710	4	A) 65248,0 B) 10 370	7	A) 174225,4 B) 27 690	8	A) 133107,2 B) 21 155	41	A) 1857020,8 B) 295 140
1974	2	A) 114011,0 B) 18 120	3	A) 180454,6 B) 28 680	1	A) 119988,4 B) 19 070	7	A) 646503,0 B) 102 750	7	A) 522613,5 B) 83 060	2	A) 48385,4 B) 7 690	4	A) 67890,6 B) 10 790	7	A) 177937,7 B) 28 280	8	A) 145880,0 B) 23 185	41	A) 2023003,8 B) 321 520
1975	2	A) 114011,0 B) 18 120	3	A) 181775,9 B) 28 890	1	A) 119988,4 B) 19 070	7	A) 643986,2 B) 102 350	7	A) 540231,1 B) 85 860	1	A) 30012,8 B) 4 770	3	A) 37500,3 B) 5 960	7	A) 262376,4 B) 41 700	8	A) 152864,1 B) 24 295	38	A) 2082652,0 B) 331 000

TABLEAU G-5 (suite)

ANNÉE	TERRE-NEUVE		N.-É.		N.-B.		QUÉBEC		ONTARIO		MANITOBA		SASKATCHE-WAN		ALBERTA		C.-B./T.N.-O.		CANADA	
	Nbre	Cap.	Nbre	Cap.	Nbre	Cap.	Nbre	Cap.	Nbre	Cap.	Nbre	Cap.	Nbre	Cap.	Nbre	Cap.	Nbre	Cap.	Nbre	Cap.
1976	2	A) 114011,0 B) 18 120	3	A) 181964,6 B) 28 920	1	A) 249918,2 B) 39 720	7	A) 645685,0 B) 102 620	7	A) 549543,2 B) 87 340	1	A) 30012,8 B) 4 770	2	A) 40268,8 B) 6 400	6	A) 269675,1 B) 42 860	8	A) 166832,3 B) 26 515	37	A) 2247942,8 B) 357 270
1977	2	A) 114011,0 B) 18 120	3	A) 184859,0 B) 29 380	1	A) 249918,2 B) 39 720	7	A) 645685,0 B) 102 620	7	A) 537920,8 B) 85 520	1	A) 30012,8 B) 4 770	2	A) 40268,8 B) 6 400	6	A) 276659,2 B) 43 970	8	A) 167964,9 B) 26 695	37	A) 2247299,7 B) 357 195
1978	1	A) 13968,2 B) 2 220	3	A) 184859,0 B) 29 380	1	A) 249918,2 B) 39 720	7	A) 618126,1 B) 98 240	8	A) 647178,1 B) 102 890	1	A) 30012,8 B) 4 770	2	A) 53293,2 B) 8 470	6	A) 281063,6 B) 44 670	8	A) 184575,8 B) 29 335	37	A) 2262995,0 B) 359 695
1979	1	A) 13968,2 B) 2 220	3	A) 184859,0 B) 29 380	1	A) 249918,2 B) 39 720	7	A) 617308,1 B) 98 110	7	A) 587989,2 B) 93 480	1	A) 30012,8 B) 4 770	2	A) 53293,2 B) 8 470	6	A) 280371,5 B) 44 560	8	A) 171394,0 B) 27 240	35	A) 2189114,2 B) 347 950
1980	1	A) 14975,0 B) 2 380	2	A) 101993,3 B) 16 210	1	A) 249918,2 B) 39 720	7	A) 619195,7 B) 98 410	7	A) 587863,4 B) 93 460	1	A) 30012,8 B) 4 770	2	A) 49266,3 B) 7 830	6	A) 281378,2 B) 44 720	8	A) 171394,0 B) 27 240	35	A) 2105996,9 B) 334 740
1981	1	A) 14975,0 B) 2 380	2	A) 101993,3 B) 16 210	1	A) 237617,4 B) 37 765	7	A) 590063,8 B) 93 780	7	A) 585536,1 B) 93 090	1	A) 30012,8 B) 4 770	2	A) 49266,3 B) 7 830	6	A) 285593,8 B) 45 390	8	A) 175987,2 B) 27 970	35	A) 2071045,7 B) 329 185
1982	1	A) 13968,2 B) 2 220	2	A) 104321,4 B) 16 580	1	A) 249981,2 B) 39 730	6	A) 533687,4 B) 84 820	7	A) 580818,6 B) 92 340	1	A) 30012,8 B) 4 770	2	A) 54174,1 B) 8 610	7	A) 347230,3 B) 55 186	8	A) 179447,8 B) 28 520	35	A) 2093641,8 B) 332 776
1983	—	—	2	A) 104321,4 B) 16 580	1	A) 249981,2 B) 39 730	4	A) 387083,9 B) 61 520	6	A) 521906,5 B) 82 974	—	—	2	A) 54174,1 B) 8 610	6	A) 382528,4 B) 60 796	7	A) 174665,9 B) 27 760	28	A) 1874661,4 B) 297 970
1984	—	—	2	A) 106930,0 B) 17 000	1	A) 250342,0 B) 39 800	4	A) 387464,0 B) 61 600	6	A) 528989,0 B) 84 100	—	—	2	A) 49062,0 B) 7 800	6	A) 412624,0 B) 65 600	7	A) 173604,0 B) 27 600	28	A) 1909015,0 B) 303 500

Notes: Les données de 1940 à 1970 ont été publiées en barils par jour et de 1971 à 1984 en mètres cubes par jour. La conversion s'effectue en divisant ou en multipliant par 6,292. Les chiffres relatifs à la capacité totale de raffinage au Canada publiés à l'origine ne correspondent pas au total publié des chiffres provinciaux pour treize années. Les écarts sont toujours inférieurs à 2 p. 100 et l'on a utilisé les chiffres publiés à l'origine.

Sources: Pour 1940 à 1981, *Traitement du pétrole au Canada*, Ottawa, Énergie, Mines et Ressources, et publications antérieures de la *Operators List No. 5* du même ministère, divers numéros de 1955 à 1981. Petrosar est exclue dans ces chiffres à compter de 1977. Pour 1982 et 1983, Canadian Petroleum Association, *Statistical Handbook*, Calgary, mise à jour annuelle. Pour 1984, données fournies par Énergie, Mines et Ressources.

TABLEAU G-6

Cycles de raffinage du brut*, importations de produits et exportations de produits en pourcentage de la consommation canadienne apparente de brut et de produits (CCABP), 1947-1984

Année	Cycle de raffinage du brut	Importations de produits	Exportations de produits
	CCABP %	CCABP %	CCABP %
1947	83,6	17,6	1,3
1948	81,3	20,7	1,9
1949	85,3	15,4	0,7
1950	84,4	15,6	0,3
1951	82,3	17,7	—
1952	86,3	14,5	0,8
1953	87,6	12,4	—
1954	90,1	10,1	0,2
1955	84,0	16,4	0,4
1956	87,0	13,9	1,0
1957	88,3	12,8	1,1
1958	89,5	10,9	0,4
1959	88,0	12,7	0,7
1960	89,5	11,5	1,0
1961	91,4	9,1	0,6
1962	92,3	9,0	1,3
1963	92,4	9,1	1,5
1964	90,7	11,6	2,3
1965	86,3	14,3	0,6
1966	87,0	13,6	0,6
1967	85,7	15,0	0,7
1968	85,6	15,3	1,0
1969	86,0	14,8	0,8
1970	87,6	13,5	1,1
1971	92,3	10,1	2,4
1972	97,0	8,9	5,9
1973	99,6	7,2	6,8
1974	101,4	4,7	6,2
1975	102,8	2,4	5,2
1976	101,3	2,1	3,5
1977	101,8	2,6	4,3
1978	104,6	2,9	7,5
1979	104,4	1,7	6,1
1980	104,6	2,4	7,0
1981	104,7	2,6	7,2
1982	103,1	3,1	6,2
1983	105,3	4,0	9,3
1984	103,5	6,5	10,0

Note: *Comprend les condensats et les pentanes plus les propane/butane/mélanges.

Source: Canadian Petroleum Association, *Statistical Handbook*, section VII, tableau 1.

TABLEAU G-7

Consommation d'énergie au Canada et part du pétrole, en pourcentage, 1950-1984

Année	Consommation d'énergie au Canada Petajoules	Part du pétrole de la consommation d'énergie au Canada %
1950	2898	28,6
1955	3555	42,3
1960	4045	45,1
1965	5186	48,4
1970	7069	46,7
1975	8412	45,0
1980	9839	41,4
1984	9635	33,0

Source: Canadian Petroleum Association, *Statistical Handbook*, section VII, tableau 4, juin 1985.

TABLEAU G-8

Rang des quatre *Majors* et des autres principaux raffineurs par capacité, Canada et régions, certaines années, 1950-1984

CANADA

Entreprise	Rang				
	1950	1960	1970	1980	1984
Impériale	1	1	1	1	1
Gulf(a)	2	2	2	3	2
Texaco(b)	3	4	(5)	(5)	(7)
Shell	4	3	3	2	3
BP(d)			4		
Irving				4	4
Petro-Canada					(5)

TABLEAU G-8 (suite)

ATLANTIQUE

Entreprise	Rang			
	1960	1970	1980	1984
Impériale	1	1	2	2
Irving	2	2	1	1
New Brunswick Oil	3			
Texaco		3	3	3
Ultramar(c)		4	4	

QUÉBEC

Entreprise	Rang			
	1960	1970	1980	1984
Impériale	1	2	4	
Shell	2	1	1	1
Texaco	3			
Gulf	4	4		4
BP(d)		3		
Ultramar			2	2
Petrofina(d)			3	
Petro-Canada				3

ONTARIO

Entreprise	Rang			
	1960	1970	1980	1984
Impériale	1	1	1	1
Gulf	2	3	4	
Canadian Oil(e)	3			
Texaco	4	4	3	2
Shell		2	2	
Suncor				3
Petro-Canada				4

TABLEAU G-8 (suite)

PRAIRIES

Entreprise	Rang			
	1960	1970	1980	1984
Impériale	1	1	1	1
Gulf	2	2	2	2
Shell(f)	3	3	4	3
Consumers' Co-operative	4	4	3	4

C.-B./T.N.-O.

Entreprise	Rang			
	1960	1970	1980	1984
Impériale	1	2	2	1
Shell	2	3	4	4
Gulf(h)	3	1	1	2
Chevron	3	4	3	3

Notes:

(a) Gulf est représentée par British American Oil dans laquelle elle avait une participation minoritaire en 1946 et qui est devenue majoritaire en 1966. Le changement de nom est survenu en 1968.

(b) Texaco est représentée par McColl-Frontenac dont elle avait obtenu le contrôle en 1938. En 1959, son nom est devenu Texaco Canada Ltd. À partir de 1957, Texaco était propriétaire de Regent Refining Ltd. en Ontario.

(c) Connue à ses débuts sous le nom de Golden Eagle.

(d) Achetée par Petro-Canada.

(e) Achetée par Shell.

(f) En 1960 Shell est représentée par North Star que Shell a par la suite achetée.

(g) Comprend la raffinerie d'Impériale à Norman Wells dans les territoires du Nord-Ouest.

(h) De 1982 à 1985, Petro-Canada détenait 49 p. 100 des actions de la raffinerie de Gulf.

H

Comparaison entre les parts du marché des indépendants

(Les tableaux 3 et 4 du chapitre XIV, «Le commerce de l'essence au détail»)

Plusieurs témoins ont déclaré que les commerces des détaillants indépendants établis hors des grands centres urbains étaient particulièrement florissants. Il serait facile de contrôler la véracité de ces constatations si l'on pouvait comparer directement les tableaux 3 et 4 du chapitre XIV. Toutefois, ces tableaux diffèrent non seulement sur le plan géographique mais aussi parce que les parts du marché apparaissant au tableau 3 se rapportent aux ventes par poste d'essence tandis que celles apparaissant au tableau 4 portent sur l'ensemble des ventes d'essence dont 84 p. 100 proviennent des ventes réalisées par les détaillants. Il est probable que la part des ventes effectuées par les indépendants dans le secteur agricole et dans les secteurs commercial et industriel est beaucoup plus modeste que celle qu'ils détiennent grâce à leurs points de vente au détail. Lorsqu'il s'agit de la vente globale de l'essence (tableau 4), la part du marché qui revient aux indépendants devrait, par conséquent, être inférieure à celle qui a trait aux ventes réalisées au niveau des postes d'essence au détail (tableau 3). Pour convertir les parts de marché du tableau 4 aux parts estimatives du marché que représentent les ventes au détail, il suffit d'attribuer des parts de marché aux indépendants pour les secteurs agricole, commercial et industriel. En attachant une valeur zéro à ces parts de marché, celles que représentent les ventes d'essence des points de vente au détail prennent une valeur assez forte. En 1984, l'estimation ainsi obtenue se montait à 15,2 p. 100 (12,8/0,842) pour l'ensemble du Canada ce qui est légèrement plus élevé que le chiffre correspondant de 14,5 p. 100 du tableau 3. Cela donne à penser que les parts du marché que détiennent les indépendants dans les 12 agglomérations urbaines sur lesquelles portaient les

données de Kent Marketing Services soumises à titre de preuve (voir les tableaux 1 à 3 de l'annexe J) demeurent représentatives dans l'ensemble de leur part globale des ventes effectuées au Canada. Les renseignements des tableaux 3 et 4 nous incitent à croire de surcroît que, de 1981 à la fin de 1984, les indépendants ont perdu du terrain à l'extérieur des 12 centres urbains figurant au tableau 3.

I

La croissance dans la capacité des réseaux de ventes au détail

(Voir le chapitre XIV, «Le commerce de l'essence au détail»)

Les données de Kent Marketing Services, qui analysent la situation dans six grandes agglomérations urbaines de 1974 à 1980 (voir le tableau 11 de l'annexe J), démontrent que l'augmentation du débit des stations libres-services requise pour empêcher la capacité de l'ensemble de l'industrie de diminuer était de 1,5 à 2,7 fois plus grande que celle pour les stations à plein service étant remplacées par les libres-services. L'augmentation de la ville médiane était de 1,7. L'augmentation de débit que devait prévoir les grands raffineurs-fournisseurs dans la ville médiane était légèrement plus forte, soit de 2,0. Plus particulièrement, cette augmentation se chiffrait à 3,1 chez Impériale, à 2,8 chez Gulf et à 1,7 tant chez Shell que chez Texaco. Au niveau de l'industrie, mises à part ces quatre *Majors*, l'augmentation requise était de 1,3 étant donné que ce groupe de fournisseurs avait fermé un nombre plus restreint de postes d'essence.

Ces chiffres semblent indiquer que la fermeture de stations à plein service en vue de les remplacer par des installations libres-services de plus grandes dimensions a fait croître la capacité de vendre de l'essence dans les grandes agglomérations urbaines de 1974 à 1980 plutôt que de provoquer la contraction attendue.

J

Tableaux relatifs au marché de l'essence au détail

(Les tableaux figurant à cette annexe sont décrits au Chapitre XIV, «Le commerce de l'essence au détail»).

TABLEAU J-1

Répartition du marché de l'essence au détail dans douze agglomérations urbaines, 1974[12]

	St. John's	Halifax-Dartmouth	Saint-Jean	Montréal	Hull	Ottawa	Oshawa-Whitby	Toronto (Agglomération)[1]	Winnipeg	Regina	Edmonton	Vancouver	Total (Moyenne pondérée)
Impériale[2]	40,5	24,5	18,0	17,5	13,5	12,2	12,2	15,8	17,9	22,1	26,2	23,0	18,4
Shell[3]	1,3	17,0	13,2	17,2	17,9	17,0	15,6	19,0	21,4	14,9	14,2	12,9	16,7
Gulf[4]	17,4	12,8	5,8	9,1	3,4	6,5	9,1	13,7	18,0	18,1	16,2	14,4	12,5
Texaco[5]	10,8	14,1	6,8	16,0	18,1	11,0	11,0	10,8	10,6	11,2	10,2	7,1	11,9
4 *Majors*[13]	70,0	68,4	43,8	59,7	53,0	46,7	47,9	59,3	68,0	66,4	66,9	57,4	59,6
BP				12,6	12,4	9,4	13,4	13,3					8,6
Sunoco[6]				6,5	7,2	6,6	4,9	7,4					4,7
Fina		16,5	4,2	8,1	4,8	3,2	1,9	3,3					4,0
Chevron[7]												19,2	2,4
Irving	15,7	14,5	48,9	2,1									1,7
Pacific Pet[9]									4,6	3,7	5,9	4,9	1,4
Ultramar[10]	14,4			1,9	6,0	0,8	2,7	1,3					1,3
Co-op[8]									3,5	10,2	3,2	0,3	0,7
Husky									1,1	1,7	3,0		0,3
Union Oil											0,6	1,0	0,2
Petro-Canada													
Turbo[11]													
Sociétés régionales[13]	30,1	31,0	53,1	31,3	30,5	20,0	22,9	25,4	9,2	15,6	12,7	25,5	25,1
Indépendants	—	0,7	3,1	9,0	16,6	33,3	29,2	15,3	22,8	18,0	20,4	17,2	15,3
Total[13]	100,1	100,1	100,0	100,0	100,1	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	100,1	100,0

Notes:

1. L'agglomération de Toronto comprend Toronto métropolitain, Ajax/Pickering, Vaughan/Markham, Brampton/Bramalea, Mississauga.
2. Impériale comprend Esso, Econo, Gain, Champlain et Home.
3. Shell comprend Beaver, Gas Mart, Savex et Allouette.
4. Gulf comprend Royalite et Henderson.
5. Texaco comprend Regent et Independent.
6. Sunoco comprend Pronto et Baron.
7. Chevron comprend Standard.
8. Co-op (dans l'Ouest) comprend Tempo.
9. Pacific Pet comprend Discount Gas (à Winnipeg, Edmonton et Vancouver).
10. Ultramar comprend Golden Eagle et Arrow.
11. Turbo était compris dans la catégorie des indépendants jusqu'à l'ouverture de sa raffinerie en 1982.
12. Ces données sont basées sur les renseignements disponibles au 31 décembre 1974 sur l'appartenance des sociétés considérées.
13. Le total et les totaux partiels se rapportant aux *Majors* et Sociétés régionales peuvent ne pas être égaux à 100 à cause des chiffres arrondis.

Source: Kent Marketing Services Limited; données de la pièce M-77B.

TABLEAU J-2

Répartition du marché de détail de l'essence dans douze agglomérations urbaines, 1980[13]

	St. John's	Halifax-Dartmouth	Saint-Jean	Montréal	Hull	Ottawa	Oshawa-Whitby	Toronto (Agglomération)[1]	Winnipeg	Regina	Edmonton	Vancouver	Total (Moyenne pondérée)
Impériale[2]	38,0	25,9	18,3	15,3	8,1	12,0	14,9	20,0	18,6	23,0	24,8	23,8	19,3
Shell[3]	—	13,1	7,2	16,7	13,4	15,0	12,0	19,8	22,1	12,1	15,1	14,7	16,9
Gulf[4]	17,7	10,6	5,3	8,7	3,2	8,0	6,7	12,5	16,9	16,5	14,7	14,9	11,8
Texaco[5]	8,5	12,2	3,6	13,9	19,1	12,6	19,8	10,2	7,8	9,7	7,4	4,8	10,5
4 Majors[14]	*64,2*	61,8	34,4	54,6	43,8	47,6	53,4	62,6	65,4	61,2	62,0	58,1	58,4
BP				12,6	14,2	12,3	11,9	12,5					8,1
Sunoco[6]				7,1	6,7	4,9	8,4	6,3					4,2
Fina		18,4	3,0	7,7	8,0	4,1	1,9	4,0				22,1	4,1
Chevron[7]													2,9
Irving	19,1	18,2	54,5	1,4									1,7
Pacific Pet													1,6
Ultramar[9]	14,0			2,8	4,4	0,7	5,8	1,2	6,7	9,2	4,3	0,5	1,2
Co-op[8]									2,3	2,4	4,5	0,8	0,7
Husky[11]													
Union Oil									6,7	6,0	8,1	5,1	1,9
Petro-Canada[10]													
Turbo[12]													
Sociétés régionales[14]	33,1	36,6	57,5	31,6	33,3	22,0	28,1	24,0	15,7	17,6	16,9	28,5	26,4
Indépendants	2,7	1,6	8,0	13,8	22,9	30,4	18,4	13,4	18,9	21,2	21,1	13,4	15,2
Total[14]	100,0	100,0	99,9	100,0	100,0	100,0	99,9	100,0	100,0	100,0	100,0	100,1	100,0

Notes:

1. L'agglomération de Toronto compresd Toronto métropolitain, Ajax/Pickering, Vaughan/Markham, Brampton/Bramalea, Mississauga.
2. Impériale comprend Esso, Econo, Gain, Champlain et Home.
3. Shell comprend Beaver, Gas Mart, Savex et Allouette.
4. Gulf comprend Royalite et Henderson.
5. Texaco comprend Regent et Independent.
6. Sunoco comprend Pronto et Baron.
7. Chevron comprend Standard.
8. Co-op (dans l'Ouest) comprend Tempo.
9. Ultramar comprend Golden Eagle, Arrow et XL.
10. Petro-Canada comprend Pacific Pet et Discount Gas (à Winnipeg, Edmonton et Vancouver).
11. Husky comprend Roco.
12. Turbo était compris dans la catégorie des indépendants jusqu'à l'ouverture de sa raffinerie en 1982.
13. Ces données sont basées sur les renseignements disponibles au 31 décembre 1980 sur l'appartenance des sociétés considérées.
14. Le total et les totaux partiels se rapportant aux *Majors* et Sociétés régionales peuvent ne pas être égaux à 100 à cause des chiffres arrondis.

Source: Kent Marketing Services Limited; données de la pièce M-77B.

TABLEAU J-3

Répartition du marché de détail de l'essence dans douze agglomérations urbaines, 1984[13]

	St. John's	Halifax-Dartmouth	Saint-Jean	Montréal	Hull	Ottawa	Oshawa-Whitby	Toronto (Agglomération)[1]	Winnipeg	Regina	Edmonton	Vancouver	Total (Moyenne pondérée)
Impériale[2]	32,8	22,2	16,2	13,7	4,1	9,5	8,1	14,5	15,1	21,7	22,0	17,2	15,4
Shell[3]	—	13,7	8,7	15,5	13,1	15,9	10,6	20,3	23,4	15,0	15,6	16,0	17,1
Gulf[4]	17,0	9,3	1,9	8,4	5,6	10,2	6,9	12,0	14,2	13,9	14,8	14,0	11,3
Texaco[5]	7,3	10,7	1,8	12,5	13,1	11,6	17,3	9,3	6,7	8,4	8,9	5,1	9,6
4 *Majors*[14]	*57,1*	55,8	28,6	50,2	36,0	47,3	42,9	56,1	59,4	59,0	61,3	52,4	53,5
BP													
Sunoco[6]				8,0	6,3	7,0	5,3	7,9					5,1
Fina													
Chevron[7]												24,4	3,3
Irving	22,4	20,5	55,2	1,1									1,7
Pacific Pet													
Ultramar[9]	15,4			6,3	11,6	1,2	2,5	1,8					2,4
Co-op[8]									3,9	6,9	2,0	0,4	0,5
Husky[11]									1,8	1,6	3,2	0,8	0,5
Union Oil													
Petro-Canada[10]	4,9	23,5	8,4	21,3	21,7	18,5	15,9	19,8	9,8	8,7	11,1	11,3	17,2
Turbo[12]									3,8	17,5	6,5	1,4	1,3
Sociétés régionales[14]	42,8	44,0	63,6	36,8	39,6	26,7	23,7	29,5	19,3	34,6	22,7	37,9	32,2
Indépendants	0,1	0,2	7,8	13,0	24,3	26,0	33,4	14,3	21,4	6,4	16,0	9,7	14,3
Total[14]	100,0	100,0	100,0	100,0	99,9	100,0	100,0	99,9	100,1	100,0	100,0	100,0	100,2

Notes:

1. L'agglomération de Toronto comprend Toronto métropolitain, Ajax/Pickering, Vaughan/Markham, Brampton/Bramalea, Mississauga.
2. Impériale comprend Esso, Econo, Gain, Champlain et Home.
3. Shell comprend Beaver, Gas Mart, Savex et Allouette.
4. Gulf comprend Royalite et Henderson.
5. Texaco comprend Regent et Independent.
6. Sunoco comprend Pronto et Baron.
7. Chevron comprend Standard.
8. Co-op (dans l'Ouest) comprend Tempo.
9. Ultramar comprend Golden Eagle et Arrow.
10. Petro-Canada comprend Pacific Pet et Discount Gas (à Edmonton et Vancouver), Merit, Pay-N-Save, BP et Fina.
11. Husky comprend Roco.
12. Indépendants comprend les postes Turbo situés en Ontario qui ont été vendus en décembre 1984 à Alberta Gas Chemicals Ltd.
13. Ces données sont basées sur les renseignements disponibles au 31 décembre 1984 sur l'appartenance des sociétés considérées.
14. Le total et les totaux partiels se rapportant aux *Majors* et Sociétés régionales peuvent ne pas être égaux à 100 à cause des chiffres arrondis.

Source: Kent Marketing Services Limited; données de la pièce M-783.

TABLEAU J-4

Ventes annuelles moyennes par postes d'essence opérant sous les marques principales et les marques secondaires des *Majors* (en milliers de gallons)

	Postes d'essence opérant sous une marque secondaire	Postes d'essence opérant sous une marque principale
Montréal	188	278
Toronto métropolitain	517	336
Winnipeg	352	269
Regina	643*	276
Edmonton	402	276
Vancouver	302	240

*Indique que les données de 1974 ont été utilisées.

Source: Kent Marketing Services Limited; données de la pièce M-77.

TABLEAU J-5

Postes d'essence opérant sous la marque secondaire de Suncor, 1972-1982

	1972	1973	1974	1975	1976	1977	1978	1979	1980	1981	1982
Postes d'essence	19	35	40	43	47	42	43	37	38	42	59
Volume total (en millions de gallons)	0,4	15,6	27,3	26,0	25,1	24,9	31,9	27,8	25,0	30,3	30,8

Source: Pièce M-560, tableau 6.

TABLEAU J-6

Volume des ventes d'essence au détail pour l'industrie pétrolière, 1950-1980

	1950	1960	1970	1980
Millions de gallons	1062	2452	4510	6933
Croissance annuelle moyenne de la demande pendant la décennie		8%	6%	4%

Sources: Estimations de la Cie Pétrolière Impériale Ltée, 1950-1960. Statistique Canada, nº de catalogue 45-208, 1970. Statistique Canada, nº de catalogue 57-003, 1980 (Pièce R-17, Vol. C, Livre II, intercalaire X-6).

TABLEAU J-7(a)

Nombre de postes d'essence et volume moyen par catégorie de postes au détail dans six marchés urbains, années 1974, 1980 et 1984 (en milliers de gallons)

	Marques principales		Marques secondaires		Raffineurs régionaux		Marques secondaires des sociétés régionales		Indépendants		Industrie	
	(#)	Vol.	(#)	Vol.	(#)	Vol.	(#)	Vol.	(#)	Vol.	(#)	Vol.
Montréal												
1974	(901)	309	(73)	186	(626)	239	(4)	920	(213)	206	(1817)	269
1980	(740)	473	(11)	652	(589)	343	(4)	1018	(231)	391	(1575)	415
1984	(668)	386	(9)	358	(503)	334	(71)	328	(265)	255	(1516)	343
Ottawa												
1974	(130)	328	(10)	422	(90)	223	(—)	—	(65)	515	(295)	340
1980	(115)	447	(5)	267	(74)	330	(—)	—	(69)	490	(263)	422
1984	(104)	496	(4)	355	(76)	382	(2)	409	(70)	415	(256)	437
Toronto												
1974	(647)	368	(28)	722	(313)	299	(4)	976	(119)	540	(1111)	378
1980	(440)	630	(48)	788	(267)	398	(10)	428	(115)	562	(880)	557
1984	(389)	574	(45)	736	(216)	455	(39)	667	(119)	564	(808)	554
Winnipeg												
1974	(279)	286	(8)	502	(39)	290	(—)	—	(74)	380	(400)	308
1980	(165)	548	(5)	688	(67)	321	(8)	119	(46)	591	(291)	493
1984	(155)	498	(—)	—	(75)	320	(4)	254	(44)	631	(278)	468
Edmonton												
1974	(242)	335	(7)	645	(51)	320	(—)	—	(66)	396	(366)	350
1980	(174)	705	(3)	592	(47)	678	(5)	417	(67)	632	(296)	678
1984	(198)	527	(—)	—	(75)	489	(4)	507	(68)	400	(345)	493

TABLEAU J-7(a) (suite)

	Marques principales		Marques secondaires		Raffineurs régionaux		Marques secondaires des sociétés régionales		Indépendants		Industrie	
	(#)	Vol.	(#)	Vol.	(#)	Vol.	(#)	Vol.	(#)	Vol.	(#)	Vol.
Vancouver												
1974	(419)	263	(77)	319	(226)	258	(1)	1554	(77)	525	(800)	294
1980	(285)	596	(18)	731	(169)	516	(7)	436	(84)	504	(563)	561
1984	(263)	546	(7)	538	(167)	593	(16)	462	(57)	478	(510)	551
Total												
1974	(2618)	317	(203)	350	(1345)	260	(9)	1015	(614)	385	(4789)	312
1980	(1919)	553	(90)	719	(1213)	390	(34)	425	(612)	491	(3868)	495
1984	(1777)	483	(65)	639	(1112)	409	(136)	445	(623)	395	(3713)	447

Notes:

1. Toronto comprend Toronto métropolitain seulement.

2. *Majors* comprennent Impériale, Gulf, Shell et Texaco.

3. *Raffineurs régionaux* comprennent Petro-Canada.

Source: Kent Marketing Services Limited; données des pièces M-77A, M-77B et M-783.

TABLEAU J-7(b)

Nombre de postes d'essence et volume moyen par catégorie de postes au détail, ajusté pour les postes fermés et pour les postes avec volumes non déclarés, dans six marchés urbains, années 1974 et 1980 (en milliers de gallons)

	Marques principales		Marques secondaires		Raffineurs régionaux		Marques secondaires des sociétés régionales		Indépendants		Industrie	
	(#)	Vol.	(#)	Vol.	(#)	Vol.	(#)	Vol.	(#)	Vol.	(#)	Vol.
Montréal												
1974	(818)	336	(30)	357	(559)	261	(4)	920	(179)	245	(1590)	301
1980	(708)	490	(11)	652	(571)	353	(3)	1075	(214)	416	(1507)	430
Ottawa												
1974	(124)	342	(8)	502	(83)	238	(—)	—	(63)	528	(278)	358
1980	(106)	479	(4)	318	(71)	343	(—)	—	(60)	557	(241)	456
Toronto												
1974	(582)	402	(26)	743	(297)	311	(3)	1302	(102)	617	(1010)	408
1980	(426)	648	(46)	811	(256)	411	(9)	487	(105)	615	(842)	579
Winnipeg												
1974	(250)	312	(6)	522	(36)	313	(—)	—	(73)	385	(365)	330
1980	(161)	560	(5)	688	(61)	347	(4)	226	(41)	660	(272)	525
Edmonton												
1974	(220)	396	(7)	645	(46)	350	(—)	—	(61)	424	(334)	400
1980	(166)	732	(2)	822	(45)	707	(5)	417	(56)	750	(274)	726

TABLEAU J-7(b) (suite)

	Marques principales		Marques secondaires		Raffineurs régionaux		Marques secondaires des sociétés régionales		Indépendants		Industrie	
	(#)	Vol.	(#)	Vol.	(#)	Vol.	(#)	Vol.	(#)	Vol.	(#)	Vol.
Vancouver												
1974	(385)	280	(73)	335	(215)	270	(1)	1554	(72)	562	(746)	311
1980	(278)	611	(17)	761	(160)	540	(7)	436	(75)	563	(537)	586
Total												
1974	(2379)	346	(150)	441	(1236)	278	(8)	1142	(550)	426	(4323)	342
1980	(1739)	572	(85)	750	(1164)	404	(28)	487	(551)	541	(3673)	518

Notes:

1. Toronto comprend Toronto métropolitain seulement.
2. *Majors* comprennent Impériale, Gulf, Shell et Texaco.
3. *Raffineurs régionaux* comprennent Petro-Canada.

Source: Kent Marketing Services Limited; données des pièces M-77A, M-77B et M-783.

TABLEAU J-8

Postes d'essence au détail opérant sous les marques principales et ceux de l'industrie: nombre total et stations libres-services en 1970, 1973, 1975, 1980 et 1982

		1970	Mai 1973	Nov. 1975	1980	1982
Impériale	Total	6 752	n.d.	5 457	4 386	n.d.
	libres-services	—	6	230	478	527
Shell	Total	5 856	n.d.	4 609	3 626	n.d.
	libres-services	6	40	a269	520	536
Gulf	Total	5 723	n.d.	4 451	2 770	n.d.
	libres-services	n.d.	14	92	335	396
Texaco	Total	4 600*	n.d.	4 444	3 538	n.d.
	libres-services	n.a.	1	192	461	472
4 *Majors*	Total	22 931	n.d.	18 961	14 320	n.d.
	libres-services	n.d.	61	783	1 794	1 931
Industrie	Total	35 703	n.d.	29 986	23 952	n.d.
	libres-services	n.d.	93	1 231	2 758	2 961

* approximatif

n.d. non disponible

Sources: 1. Pièce S-5H, tableau 2 établi à partir de données du *National Petroleum News Factbook* et de *Oilweek*.
2. Divers numéros du *Automotive Marketer* tels que signalés à la pièce M-451, Vol. C, livre II, intercalaire X-7.

TABLEAU J-9

Postes d'essence au détail: nombre total et libres-services, par société, années 1976 et 1981

		1976	1981	% augm. ou (dim.)	Libres-services en % des postes d'essence
		(#)	(#)	(%)	1981 (%)
Gulf	Total	4 451	2 765	(38)	
	libres-services	178	361	103	13
Impériale	Total	5 457	4 125	(24)	
	libres-services	298	496	66	12
Shell	Total	4 599	3 675	(20)	
	libres-services	365	536	47	15
Texaco	Total	4 444	3 005	(32)	
	libres-services	340	493	45	16
4 *Majors*	Total	18 951	13 570	(28)	
	libres-services	1 181	1 886	60	14
BP	Total	1 879	1 658	(12)	
	libres-services	176	230	31	14
Chevron	Total	436**	343	(21)**	
	libres-services	37	58	57	17
Co-op Fédérée	Total	397	404	2	
	libres-services	60	96	60	24
Husky	Total	261	326	25	
	libres-services	22	29	32	9
Pacific Petroleum*-Petro-Canada	Total	400	363	(9)	
	libres-services	61	91	(49)	25
Petrofina*	Total	1 462	941	(36)	
	libres-services	32	104	225	11
Sunoco	Total	1 105	921	(17)	
	libres-services	157	194	24	21
Ultramar	Total	610	875	43	
	libres-services	18	14	(22)	2
Total Raffineurs régionaux	Total	6 550	5 831	(11)	
	libres-services	563	816	45	14

TABLEAU J-9 (suite)

Postes d'essence au détail: nombre total et libres-services, par société, années 1976 et 1981

		1976	1981	% augm. ou (dim.)	Libres-services en % des postes d'essence
		(#)	(#)	(%)	1981 (%)
Caloil	Total	133	80	(40)	
	libres-services	2	2	0	3
Canadian Tire	Total	62	72	16	
	libres-services	39	59	51	82
Mohawk	Total	196	257	31	
	libres-services	18	31	72	12
Pioneer	Total	37	60	62	
	libres-services	13	6	(54)	10
Top Valu	Total	16	107	569	
	libres-services	n.d.	4	n.d.	4
Turbo	Total	219	289	32	
	libres-services	9	3	(67)	1
Total	Total	663	865	30	
Indépendants faisant rapport	libres-services	81	105	30	12

* Petro-Canada a acquis Pacific Petroleum en 1979 et Petrofina en 1981.

** Les données de 1977 ont été utilisées dans ce cas.

Source: Voir pièce R-94, pp. 104-105, établie à partir de divers numéros du *Automotive Marketer*.

TABLEAU J-10

Estimation par Impériale des différentiels dans les prix d'équilibre[1], années 1978, 1981 (3e trimestre) à 1982 (1er trimestre) et 1983

	Cents le litre			Cents le Gallon		
L'Offre	1978	1981/82	1983	1978	1981/82	1983
Marque privée libre-service/ et marque secondaire libre-service[2]	X	X	X	X	X	X
Marque privée plein service/ et marque secondaire plein service	X+0.22	X+0.1	X+0.1	X+1	X+0.455	X+0.455
Marque principal libre-service	X+0.44	X+0.2	X+0.2	X+2	X+0.91	X+0.91
Marque principale plein service	X+0.88 à 1.1	X+0.8 à 1.2	X+0.7	X+4 à 5	X+3.64 à 5.46	X+3.18

Notes:

1. Tous les prix sont indiqués en rapport au prix de détail des libres-services offrant des marques privées ou des marques secondaires, prix représenté par la lettre X.
2. Impériale a signalé que les prix des libres-services offrant des marques privées à Montréal étaient les mêmes que les prix des pleins service offrant des marques privées puisqu'il n'y avait que quelques libres-services offrant des marques privées dans cette ville.

Sources: Pièces M-451, XIV-40, pour 1978; M-462, intercalaire 1, pp. 1592-1593, pour le troisième trimestre de 1981 au premier trimestre de 1982; et M-617, intercalaire 32 pour 1983.

TABLEAU J-11

Augmentation implicite de la capacité des postes libres-services requise afin de maintenir à un niveau constant la capacité globale au détail des principaux raffineurs-fournisseurs individuellement et collectivement et de d'autres fournisseurs d'essence dans certaines agglomérations urbaines, de 1974 à 1980

	Montréal	Toronto métropolitain	Ottawa	Winnipeg	Edmonton	Vancouver
Impériale	3,3	1,8	3,2	2,9	2,1	3,5
Shell	1,4	2,3	1,0	2,0	1,3	2,0
Gulf	1,6	3,6	1,2	4,4	2,0	3,7
Texaco	1,4	1,5	1,1	2,8	1,9	2,9
Sous-total des *Majors*	1,9	2,1	1,5	2,9	1,8	3,1
Industrie excluant les *Majors*	0,8	1,4	1,4	1,1	1,0	2,1
Total pour l'industrie	1,5	1,9	1,5	2,5	1,5	2,7

Note: Les chiffres ci-dessus ont été obtenus en divisant le nombre de postes d'essence (excluant les postes libres-services) qui ont été fermés entre le 31 décembre 1974 et le 31 décembre 1980 par le nombre de postes libres-services qui ont été ouverts après la fin de 1974 et qui l'étaient toujours à la fin de 1980.

Source: Kent Marketing Services Limited; données de la pièce M-77B.

TABLEAU J-12

Volume[1] de ventes au détail de l'essence dans certaines agglomérations urbaines, années 1974 et 1980 (en milliers de litres)

	1974	1980	Variation[2] exprimée en pourcentage (%) 1974-1980
Montréal	2 175 713	2 945 912	30,1
Toronto métropolitain	1 873 353	2 235 440	17,6
Ottawa	452 445	499 597	9,9
Winnipeg	547 577	647 945	16,8
Edmonton	607 358	911 800	40,1
Vancouver	1 054 720	1 440 338	30,9
Total	6 711 166	8 681 032	25,6

Notes:

1. Le volume des ventes a été établi à partir des données Kent qui ont été ajustées afin de défalquer le volume des postes qui ont été fermés durant les années 1974 et 1980.
2. La variation a été calculée en prenant la différence entre les données de 1980 et de 1974 et en exprimant celle-ci comme pourcentage des volumes moyens des deux années.

Source: Kent Marketing Services Limited ; données des pièces M-77B.

TABLEAU J-13

Nombre de postes d'essence sans marque et répartition du marché, années 1974, 1980 et 1984

	1974		1980		1984	
	(#)	%	(#)	%	(#)	%
St. John's	—	—	(1)	1,5	(1)	0,1
Halifax/ Dartmouth	—	—	—	—	—	—
Saint-Jean	—	—	—	—	—	—
Montréal	(38)	1,6	(44)	1,7	(52)	2,0
Hull	(3)	1,5	—	—	(1)	0,3
Ottawa	(32)	12,1	(24)	9,1	(16)	4,7
Oshawa/ Whitby	(8)	7,2	(6)	4,3	(2)	0,4
Toronto (agglomération)	(73)	6,2	(56)	4,1	(36)	2,0
Winnipeg	(8)	4,3	(14)	2,8	(4)	0,8
Regina	(7)	3,7	(6)	3,1	(3)	0,3
Edmonton	(8)	2,1	(1)	—	(11)	2,8
Vancouver	(8)	1,3	(20)	1,4	(7)	0,6

Source: Kent Marketing Services Limited; données des pièces M-77B et M-783.

K

Marges bénéficiaires brutes laissées aux revendeurs indépendants de fuel domestique et d'essence

La présente annexe fournit des éclaircissements sur les données et la méthode utilisées pour calculer les marges bénéficiaires brutes annuelles (1973 à 1982) et mensuelles (1979 à 1983) dont disposaient les revendeurs indépendants (distribuant des produits pétroliers sous leur propre marque) de fuel domestique et d'essence faisant l'objet des tableaux 1 à 18 de l'annexe L. Ces tableaux sont analysés aux chapitres XVI et XVIII, intitulés respectivement «L'établissement du prix de l'essence au détail» et «Le secteur du mazout». Les marges brutes annuelles représentent la différence entre les prix de détail et les réalisations moyennes des raffineurs sur leurs ventes aux revendeurs indépendants. Les marges bénéficiaires brutes mensuelles se fondent non seulement sur les réalisations moyennes, mais encore sur les réalisations pondérées effectuées à partir de ventes exprimées en volume. Les tableaux des marges brutes annuelles et mensuelles sont exprimés en dollars constants de 1981, corrigés du taux d'inflation. Les marges brutes figurant dans les tableaux sont exprimées en dollars nominaux et constants. Les moyennes annuelles des marges brutes mensuelles ont aussi été calculées de sorte qu'on puisse les comparer avec les tableaux portant sur les marges brutes annuelles.

1. Les marges brutes annuelles (tableaux 1 à 6 de l'annexe L)

La présente section décrit les données qui ont permis d'estimer les marges brutes annuelles dont disposaient les revendeurs typiques de fuel domestique et d'essence au Québec, dans les provinces de l'Atlantique et en Ontario, entre 1973 et 1982. La source des données utilisées figure dans les tableaux 1 à 6 de l'annexe L.

(a) La description des données

(i) Les données relatives aux réalisations sur les ventes de *fuel domestique ou de mazout* aux revendeurs indépendants (ceux qui distribuent leur

propre marque) ont été fournies par Shell et Gulf pour les années 1973 à 1982 et par Impériale pour les années 1977 à 1980. Le tableau 2 de l'annexe L fait état des réalisations annuelles moyennes sur les ventes dans les deux régions, d'après les renseignements fournis par Shell et Gulf pour l'Ontario et le Québec/provinces de l'Atlantique[1]. (Afin de ne pas rompre la continuité de la présentation, les données fournies par Impériale, portant sur la période de 1977 à 1980, n'ont pas été incluses; l'incorporation de ces données n'aurait, de toute façon, à peu près rien changé aux résultats.) Les marges brutes représentent la différence entre la moyenne annuelle du prix de détail mensuel établi par Statistique Canada du fuel domestique n° 2[2] dans les régions métropolitaines de Toronto et de Montréal et les réalisations sur les ventes. Ces prix annuels sont la moyenne des prix mensuels pondérés, calculés par Statistique Canada.

Les chiffres relatifs aux réalisations sur les ventes dans le secteur commercial-industriel (CI), actualisés pour tenir compte de l'inflation, ont été subséquemment rajustés par la soustraction de 0,011 $ de 1981 par litre. Ce rajustement, représentant les coûts de livraison et les frais connexes[3] qui sont en principe compris dans le chiffre des ventes au secteur CI, permet la comparaison avec les chiffres relatifs aux réalisations sur les ventes effectuées par les revendeurs indépendants. Cette opération s'est avérée nécessaire parce que les chiffres des indépendants représentent les prix de vente fob départ raffinerie, au terminal de stockage ou au point de distribution, tandis que les chiffres de ventes au secteur CI représentent des prix caf, c'est-à-dire des prix livrés. Ces chiffres rajustés ont servi à évaluer les marges implicites de gros dont disposaient les revendeurs indépendants relativement à leurs ventes de fuel au secteur CI. Les consommateurs du «marché» CI se composent de grandes entreprises industrielles, d'immeubles commerciaux, d'établissements de services publics et d'immeubles collectifs.

(ii) Quant aux ventes d'*essence*, les chiffres portant sur l'essence ordinaire avec plomb ont été communiqués par Shell et Gulf pour la période 1973-1982, par Suncor pour 1974-1982 et par Impériale pour 1977-1980. L'estimation des marges bénéficiaires brutes sur l'essence ordinaire au plomb

---

1. Comme les plaintes des revendeurs provenaient de l'Est du Canada, l'examen des données n'a pas porté sur la situation dans l'Ouest canadien. Dans cette dernière région, c'est d'ailleurs le gaz naturel qui est le principal combustible.
2. Les ventes aux particuliers représentent probablement plus de 70 p. 100 du chiffre d'affaires des revendeurs de mazout.
3. Dans l'étude publiée en juin 1979 par le groupe de travail d'Énergie, Mines et Ressources Canada (voir la pièce C-198B), on estimait que les coûts de livraison et de commercialisation compris dans les réalisations sur les ventes au secteur CI s'élevaient à 0,0088 $ par litre pour 1979, soit 0,011 $ de 1981 par litre. Ce montant est du même ordre que les coûts de livraison ayant été signalés par plusieurs revendeurs.

entre 1973 et 1982 (et pour diverses tranches de cette période) représente la différence entre, d'une part, les prix de détail dans certains débits d'essence des régions métropolitaines de Toronto et de Montréal et, d'autre part, les chiffres relatifs aux réalisations sur les ventes dont il est question ci-dessus, sur le marché qui comprend l'Ontario, le Québec et les provinces de l'Atlantique[4]. (Afin de ne pas rompre la continuité chronologique de l'analyse, les données d'Impériale n'ont pas été incluses; l'incorporation de ces données aurait, de toute façon, donné des résultats à peu près identiques.) Les prix de détail retenus comprennent: a) la moyenne pondérée annuelle, calculée par Statistique Canada à partir des prix relevés mensuellement dans les stations offrant des services complets et les libres-services pour les périodes de 1973-1982 et 1976-1982 respectivement, et b) les moyennes simples annuelles des prix de détail relevées par la Kent Marketing Services Limited pour le compte d'Énergie, Mines et Ressources Canada (Kent/EMR) entre 1973 et 1979[5] dans les débits d'essence des catégories suivantes: (i) les libres-services vendant des produits de grande marque des raffineurs nationaux; (ii) les stations offrant des services complets sous la marque secondaire des raffineurs nationaux; (iii) les stations des revendeurs indépendants offrant des services complets. Dans ces sondages, le cabinet Kent relevait les prix de deux à six fois par année. En l'absence de renseignements sur la stabilité des prix, il est impossible de dire si cet échantillonnage était suffisant. Les prix et les réalisations sur les ventes ont été rajustés de façon à ne comprendre que la taxe fédérale sur les ventes afin d'uniformiser les données communiquées par toutes les sociétés et de permettre des comparaisons entre les diverses provinces et régions[6].

Les sociétés Shell et Gulf ont communiqué les statistiques ayant trait aux réalisations sur leurs ventes d'essence ordinaire au plomb et sans plomb selon qu'il s'agissait de leurs clients commerciaux/industriels ou de revendeurs

---

4. Bien que certains revendeurs de la Colombie-Britannique aient formulé des plaintes, les données communiquées ne permettaient d'examiner que les marges brutes des revendeurs de l'Est du Canada.
5. Les données pour 1980 n'ayant trait qu'à la période précédant le mois d'août, ne sont pas utilisées puisqu'elles ne peuvent être comparées aux données pour la période de 1973 à 1979 portant sur des années complètes.
6. La taxe fédérale sur les ventes a été ajoutée aux chiffres des réalisations effectuées par Gulf. Ce rajustement a été opéré comme suit: pour la période allant de 1973 au 1er mars 1977, les réalisations ont été multipliées par un coefficient de 1,107. Du 2 mars 1977 au 21 avril 1980, la taxe était fixée à 0,011 $ par litre. A compter du 22 avril 1980, il s'est agi d'une taxe *ad valorem* de 9 p. 100 du prix de vente du raffineur.

indépendants[7]. Pour harmoniser ces différentes statistiques entre elles — en ajustant plus particulièrement les statistiques de réalisations sur les ventes au secteur commercial/industriel, corrigées du taux d'inflation — le personnel de la Commission a de plus défalqué 0,004 $/litre (en dollars constants de 1981) pour les coûts de livraison[8]. Cette opération s'imposait puisque ces statistiques sur les ventes aux revendeurs représentent des prix fob départ terminal de stockage ou raffinerie, tandis que les autres se rapportent à des prix caf, c'est-à-dire à des prix livrés.

Il n'a pas été possible à la Commission d'inclure ici des évaluations sur les marges brutes annuelles applicables aux ventes d'essence ordinaire sans plomb, le nombre de données chronologiques dont elle disposait ne lui permettant pas d'effectuer une analyse tendancielle.

2. Les marges brutes mensuelles (tableaux 7 à 18 de l'annexe L)

Les sociétés Impériale, Shell, Gulf, Texaco, Petro-Canada et Suncor ont répondu à la demande de la Commission faite le 23 janvier 1984 (voir la pièce M-727) en vue d'obtenir des renseignements sur chacun des plus petits et des plus grands revendeurs indépendants ou distribuant une marque privée de mazout et d'essence (des trois catégories)[9] de 1979 à 1983 dans les agglomérations métropolitaines de Toronto et Montréal. La Commission a jugé nécessaire d'inclure une nouvelle classe d'acheteurs («réunis») lorsque les raffineurs ne pouvaient pas ventiler suffisamment leurs chiffres pour répondre à nos besoins. Le lecteur trouvera une énumération des sources de données utilisées à la fin du tableau 1.

La moyenne des marges brutes représente la différence entre la moyenne des prix nets du fuel domestique (ou, dans le cas de l'essence, les prix à la pompe dans les libres-services taxes non comprises, sauf la taxe de vente fédérale) et la moyenne des réalisations sur les ventes, soit les prix de gros

---

7. Seules les sociétés Shell, Gulf et Impériale ont fait connaître, à des fins d'information, leurs statistiques relatives aux réalisations sur leurs ventes. Toutefois, les données de Shell portant sur ses ventes d'essence ordinaire sans plomb n'ont été établies qu'à compter de 1978, puisqu'avant cette date, cette société ne réalisait dans ce domaine qu'un volume de ventes nul ou négligeable. Les chiffres de la société Impériale n'ont pas été utilisés, car on a voulu respecter la continuité chronologique. Par conséquent, seules les statistiques de Gulf portant sur les années 1973 à 1977 sont utilisées pour illustrer les réalisations sur les ventes d'essence ordinaire sans plomb.
8. Cette estimation des coûts de livraison s'appuie sur les témoignages que plusieurs raffineurs et revendeurs ont faits au sujet des prix pratiqués dans les agglomérations métropolitaines, telles que Toronto et Montréal.
9. Aucun tableau n'a été consacré aux ventes de supercarburant sans plomb.

TABLEAU K-1

Composition de l'échantillon constitué par les moyennes des réalisations sur les ventes

(a) FUEL DOMESTIQUE		
(1) Toronto métropolitain/Ontario		
— Deux plus gros revendeurs	1979 à 1980:	Gulf (1), Texaco (2)
	1981 à 1983:	Gulf (1), Texaco (2), Petro-Canada (2)
— Deux plus petits revendeurs	1979 à 1981:	Texaco (1)
	1982 à 1983:	Texaco (1), Petro-Canada (2)
— Revendeurs réunis	1979 à 1983:	Impériale, Shell, Gulf (1)
(2) Montréal métropolitain/Québec		
— Deux plus gros revendeurs	1979 à 1980:	Gulf (2), Texaco (2)
	1981 à 1983:	Gulf (2), Texaco (2), Petro-Canada (2)
— Deux plus petits revendeurs	1979 à 1980:	Gulf (2), Texaco (1)
	1981 à 1983:	Gulf (2), Texaco (1), Petro-Canada (2)
— Revendeurs réunis	1979 à 1983:	Impériale, Shell
(b) ESSENCE ORDINAIRE AU PLOMB		
(1) Toronto métropolitain/Ontario		
— Deux plus gros revendeurs	1979:	Gulf (2), Texaco (1)
	1980:	Gulf (2), Texaco (2)
	1981 à 1983:	Gulf (1), Texaco (2), Petro-Canada (2)
— Deux plus petits revendeurs	1979 à 1980:	Gulf (2), Texaco (1)
	1981:	Texaco (1)
	1982 à 1983:	Petro-Canada (2), Texaco (1)
— Revendeurs réunis	1979 à 1980:	Impériale, Shell, Suncor
	1981 à 1983:	Impériale, Shell, Suncor, Gulf (1)
(2) Montréal métropolitain/Québec		
— Deux plus gros revendeurs	1979 à 1980:	Gulf (2), Texaco (2)
	1981 à 1982:	Gulf (2), Texaco (2), Petro-Canada (2)
	1983:	Gulf (2), Texaco (1), Petro-Canada (2)
— Deux plus petits revendeurs	1979 à 1983:	Gulf (2), Texaco (1)
— Revendeurs réunis	1979 à 1980:	Impériale, Shell, Suncor
	1981 à 1983:	Impériale, Shell, Suncor

TABLEAU K-1 (suite)

Composition de l'échantillon constitué par les moyennes des réalisations sur les ventes

(c) ESSENCE ORDINAIRE SANS PLOMB		
(1) Toronto métropolitain/Ontario		
— Deux plus gros revendeurs	1979:	Gulf (2), Texaco (1)
	1980:	Gulf (2), Texaco (2)
	1981 à 1983:	Gulf (1), Texaco (2), Petro-Canada (2)
— Deux plus petits revendeurs	1979 à 1980:	Gulf (2)
	1981:	Texaco (1)
	1982 à 1983:	Petro-Canada (2)
— Revendeurs réunis	1979:	Impériale, Shell, Suncor, Texaco (1)
	1980:	Impériale, Shell, Suncor, Texaco (1), Gulf (1)
	1981:	Impériale, Shell, Suncor, Gulf (1)
	1982 à 1983:	Impériale, Shell, Suncor, Texaco (1), Gulf (1)
(2) Montréal métropolitain/Québec		
— Deux plus gros revendeurs	1979 à 1980:	Gulf (2), Texaco (2)
	1981 à 1982:	Gulf (2), Texaco (2), Petro-Canada (2)
	1983:	Gulf (2), Texaco (1), Petro-Canada (2)
— Deux plus petits revendeurs	1979 à 1983:	Gulf (2), Texaco (1)
— Revendeurs réunis	1979 à 1980:	Impériale, Shell, Suncor
	1981 à 1983:	Impériale, Shell, Suncor
(d) SUPERCARBURANT SANS PLOMB		
(1) Toronto métropolitain/Ontario		
— Deux plus gros revendeurs	1979:	Gulf (2), Texaco (1)
	1980:	Gulf (2), Texaco (2)
	1981 à 1983:	Gulf (1), Texaco (2), Petro-Canada (2)
— Deux plus petits revendeurs	1979 à 1980:	Gulf (2)
	1981:	n.d.
	1982 à 1983:	Petro-Canada (2)
— Revendeurs réunis	1979 à 1980:	Impériale, Shell, Suncor, Texaco (1), Gulf (1)
	1981 à 1982:	Impériale, Shell, Suncor, Gulf (1)
	1983:	Impériale, Shell, Suncor, Texaco (1), Gulf (1)

(d) SUPERCARBURANT SANS PLOMB—(fin)

(2) Montréal métropolitain/Québec

— Deux plus gros revendeurs	1979 à 1980:	Gulf (2), Texaco (2)
	1981 à 1982:	Gulf (2), Texaco (2), Petro-Canada (2)
	1983:	Gulf (2), Texaco (1), Petro-Canada (2)
— Deux plus petits revendeurs	1979 à 1983:	Gulf (2), Texaco (1)
— Revendeurs réunis	1979 à 1980:	Impériale, Shell, Suncor
	1981 à 1983:	Impériale, Shell, Suncor

Notes:

1. Les chiffres entre parenthèses indiquent si ceux fournis par la société concernent ses (2) plus gros ou plus petits revendeurs ou seulement son (1) plus gros ou plus petit revendeur.
2. Les chiffres par volume étaient généralement disponibles pour les échantillons décrits ci-dessus, sauf pour les mois d'été où l'on observait souvent une absence totale de ventes de mazout.

Sources:

(a) Impériale — pièce M-734 et pièce M-735, confidentielle.

(b) Shell — pièce M-738 et pièce M-759, confidentielles.

(c) Gulf — pièce M-724 pour 1979 à 1981, pièce M-728, confidentielle, pour 1982 à 1983 et pièce M-806.

(d) Texaco — pièce M-726 pour 1979 à 1980, pièce M-730, confidentielle, pour 1981 à 1983 et pièce M-771, confidentielle, pour 1979 à 1983.

(e) Petro-Canada — pièce M-742, confidentielle.

(f) Suncor — pièce M-672, article 12, pour 1979 à 1981 et pièce M-673, confidentielles, pour 1982 à 1983.

auxquels chaque catégorie de revendeurs paie le mazout (ou chacune des catégories d'essence). Les marges brutes nominales ont été converties en dollars constants de 1981 par litre en utilisant les indices mensuels des prix à la consommation pour Toronto et Montréal.

Les données que les sociétés ont présentées sur leur chiffre d'affaires ont permis de calculer des marges brutes ayant pour point de départ les réalisations moyennes pondérées des trois catégories de revendeurs. Ces chiffres illustrent mieux que d'autres la situation réelle de l'industrie pétrolière, étant donné une inégale répartition des ventes aux revendeurs parmi les sociétés pétrolières.

(a) La description des données

(i) *En ce qui concerne le fuel domestique*, les prix de ventes aux particuliers (libres de toutes remises ou allocations) ont été consignés par Impériale, Shell, Gulf, Texaco et Petro-Canada[10] (cette dernière pour 1981 et

10. Suncor n'a pas fourni de données sur les prix du fuel domestique ou sur les réalisations ayant trait à ses ventes dans ce domaine. On trouvera au tableau K-1 la composition annuelle de l'échantillon du fuel domestique par catégorie de revendeurs et par ville, de 1979 à 1983.

1983 seulement). Toutefois, les données relatives aux réalisations sur les ventes, et les chiffres sur le volume des ventes correspondants, pour chacun des deux plus grands revendeurs des agglomérations métropolitaines de Toronto et de Montréal n'ont été communiqués par Texaco que de 1979 à 1983 et par Petro-Canada, que de 1981 à 1983. Gulf a aussi fourni ces chiffres pour la ville de Montréal mais, à Toronto, les données de cette société ne s'appliquaient qu'au plus important des revendeurs. Il a été possible d'obtenir des chiffres complets sur les deux plus petits revendeurs de Gulf (pour Montréal seulement) et de Petro-Canada (pour Toronto en 1982 et 1983 et pour Montréal de 1981 à 1983). Texaco a présenté des chiffres seulement sur le plus petit de ses revendeurs. Les chiffres d'Impériale et de Shell portaient, pour leur part, sur la valeur moyenne ou globale des réalisations sur les ventes aux revendeurs, et sur le volume de ventes à l'ensemble des revendeurs (envisagés en tant que groupe)[11].

Les marchés définis par les chiffres dont il vient d'être question variaient de même selon les sociétés. Impériale a fourni des données sur le total de ses transactions avec les revendeurs aussi bien en Ontario qu'au Québec. Les coûts estimatifs de transport ont été défalqués de ces réalisations pour obtenir des chiffres nets départ raffinerie[12]. (Aussi, ces données ne tiennent pas compte de fortes ventes au jour le jour[13].) Selon Impériale, ses plus gros clients revendeurs n'ont pris qu'une partie de leurs enlèvements totaux au niveau provincial à Toronto et à Montréal respectivement (avec de fortes variations d'un mois à l'autre).

Shell a indiqué que son effectif de revendeurs était trop modeste pour qu'elle puisse utilement ventiler les données relatives aux réalisations sur ses ventes par catégorie de revendeurs. Ses zones de marché se trouvaient à Toronto/Oakville et à Montréal. Gulf, Texaco et Petro-Canada ont communiqué des statistiques sur les transactions effectuées dans les agglomérations métropolitaines de Toronto et de Montréal.

La fourchette des réalisations mensuelles (ou des prix de gros) correspondait de très près à celle des prix de gros que publie à Toronto et à Montréal la

11. Les chiffres fournis par la société Gulf à l'égard de la catégorie des deux plus grands revendeurs se rapportaient à un revendeur, mais ils ont été inclus dans la catégorie des revendeurs réunis pour l'agglomération métropolitaine de Toronto parce qu'ils y représentaient la totalité des ventes de cette société à ses revendeurs de 1979 à 1983.
12. Il s'agit ici de Sarnia et de Montréal.
13. Des données provenant d'autres données d'Impériale, et se recouvrant pour les années 1979 et 1980, ont indiqué que cette exclusion faisait baisser les réalisations moyennes d'Impériale de 0,004 $ le litre.

revue *Oil Buyers' Guide*, ainsi qu'aux prix de gros qu'ont mentionnés à l'occasion plusieurs revendeurs témoignant au cours des audiences.

En répondant à la demande de la Commission, certains raffineurs ont allégué qu'une simple comparaison des chiffres mensuels ayant trait aux prix nets de vente aux particuliers et aux réalisations sur les ventes (ou des prix de gros départ raffinerie) fausserait peut-être l'estimation des marges brutes puisque les revendeurs stockent généralement leur mazout pendant plusieurs mois[14] avant de l'écouler sur le marché de détail. Cela dit, plusieurs raffineurs ont laissé entendre qu'il serait plus avantageux d'utiliser des données décalées pour comparer les réalisations sur les ventes aux prix courants mensuels du fuel domestique. Il n'a pas été tenu compte de cette suggestion parce qu'en examinant les achats mensuels par volume des revendeurs indépendants, nous avons constaté que c'est surtout à l'automne et à l'hiver que ceux-ci s'approvisionnaient en mazout auprès des raffineurs. Il nous a donc semblé que les achats de mazout effectués pendant la morte-saison, soit de mai à août, n'étaient pas assez considérables pour justifier l'emploi de données décalées.

Ce volume annuel d'achats qu'effectuent auprès des raffineurs les plus petits revendeurs se situe en général en-dessous de 2,1 millions de litres, ce qui représente moins de la moitié du volume minimal requis pour qu'un distributeur de fuel domestique, disposant d'un seul camion-citerne (voir le tableau 2), puisse avoir un rendement efficace. Le fait qu'on relève des chiffres aussi bas indique sans doute que certains acheteurs se ravitaillent auprès de plus d'un distributeur (qu'il s'agisse d'un autre revendeur ou d'un autre raffineur). La taille modeste du volume moyen des revendeurs installés au Québec en particulier, mais aussi en Ontario, rend cependant plus plausible la thèse voulant que les revendeurs se soient approvisionnés auprès d'un seul distributeur.

(ii) *En ce qui concerne l'essence*, la Commission a résolu, après que les sociétés lui eurent fait savoir qu'il ne leur serait pas possible de fournir des chiffres sur les prix de détail de leurs réseaux de marques secondaires à Toronto et à Montréal, de leur demander les prix à la pompe dans les libres-services contrôlés par l'une ou l'autre des sociétés pétrolières. Ces prix devaient porter sur l'essence ordinaire au plomb, l'essence ordinaire sans plomb et le supercarburant sans plomb. (Il a fallu ajuster les prix de détail à la pompe consignés par la plupart des sociétés afin d'en défalquer les taxes provinciales ou les taxes d'accise fédérales et de les rendre compatibles avec

14. Ils rempliraient leurs réservoirs de stockage à l'été (ou au début de l'automne) en vue des ventes qu'ils effectueraient à l'automne (ou au cours de l'hiver).

TABLEAU K-2

Volumes de mazout et d'essence pour moteur achetés par chacun des deux plus petits revendeurs (millions de litres)

	A. MAZOUT				
	Gulf		Texaco	Petro-Canada	
	(1)	(2)	(1)	(1)	(2)
			A. Montréal		
1979	154	423	2 480	n.d.	n.d.
1980	171	490	2 056	n.d.	n.d.
1981	160	338	1 532	1 808	580
1982	115	211	1 267	1 984	375
1983	248	415	1 362	2 002	516
			B. Toronto		
1979	—	—	2 044	n.d.	n.d.
1980	—	—	2 007	n.d.	n.d.
1981	—	—	1 776	n.d.	n.d.
1982	—	—	1 553	1 959	1 299
1983	—	—	1 470	1 069	1 110

	B. ESSENCE POUR MOTEUR				
	Gulf		Texaco	Petro-Canada	
	(1)	(2)	(1)	(1)	(2)
			A. Montréal		
1979	592	1 475	1 125	n.d.	n.d.
1980	528	1 171	1 454	n.d.	n.d.
1981	397	705	1 114	n.d.	n.d.
1982	1 045	750	848	—	—
1983	606	937	51	—	—
			B. Toronto		
1979	6 266	8 667	274	n.d.	n.d.
1980	5 341	2 902	240	n.d.	n.d.
1981	—	—	250	n.d.	n.d.
1982	—	—	184	3 050	2 279
1983	—	—	97	777	594

Source: Voir le tableau 1 pour les sources se rapportant aux sociétés Gulf, Texaco et Petro-Canada.

les données relatives aux réalisations sur les ventes[15] d'essence aux revendeurs, données que nous avions également exigées.

15. Les chiffres fournis ne devaient pas inclure les allocations de soutien des prix dont avaient bénéficiées certains revendeurs et ne tenir compte que de la taxe fédérale sur les ventes, ces exigences ayant pour fin d'uniformiser les données provenant des diverses sociétés et de permettre les comparaisons entre des villes situées en Ontario et au Québec.

Impériale n'a pu fournir que les prix à la pompe les plus courants pour les ventes d'essence ordinaire au plomb à Toronto et à Montréal. Elle entendait désigner par là les prix les plus couramment utilisés dans ses libres-services Esso au cours d'une journée donnée par mois. Les données consignées par Shell portaient sur les grands marchés du Sud de l'Ontario et de la vallée du fleuve St-Laurent au Québec: a) parce que la société ne pouvait harmoniser les prix à la pompe avec les données sur les réalisations puisque ces dernières n'étaient disponibles (allocations de soutien financier non comprises) que pour le marché le plus grand; b) parce que s'il était vrai que les revendeurs faisaient leurs enlèvements à Toronto et à Montréal, il était également vrai qu'ils livraient à des points situés à l'extérieur de ces villes et qu'en conséquence, les prix moyens à la pompe portant sur des zones plus vastes représentaient mieux le niveau des prix concurrentiels à la pompe. Bien que les données sur les prix fournies par Shell se rapportaient indifféremment aux points de vente gérés par la société et offrant soit un libre service, soit des services complets, des raisons statistiques nous obligeaient à les utiliser. En effet, le nombre de sociétés ayant fourni des données sur les prix de diverses catégories d'essence sans plomb était fort restreint[16]. L'inclusion des points de vente à services complets a créé quelque prédisposition à la hausse des marges bénéficiaires brutes calculées pour les indépendants par rapport aux libres-services.

Gulf a communiqué des prix mensuels moyens pratiqués respectivement par 17 et 23 des libres-services exploités par la société (Servico) à Toronto et à Montréal. Le personnel de la Commission a établi la moyenne des prix de ces points de vente individuels pour obtenir les prix moyens pratiqués à Toronto et à Montréal. Petro-Canada a fourni les prix de vente mensuels moyens utilisés par les débouchés qu'elle exploite (c'est-à-dire respectivement 10 et 10 lave-autos équipés de pompes à essence à Toronto et à Montréal), mais seulement de 1981 à 1983. Texaco et Suncor n'ont pas fourni de données sur les prix à la pompe.

La disponibilité des données relatives aux réalisations sur les ventes d'essence et sur le volume de ces ventes par catégorie de revendeurs variait beaucoup d'une société à l'autre[17]. Nous avons obtenu des chiffres sur les

16. Certes, nous disposons des données mensuelles de Statistique Canada sur les prix à la pompe des libres-services, mais nous avons trouvé qu'elles se comparaient moins bien aux prix moyens de cet échantillon de 1982 à 1983, période de la guerre des prix.

17. Les descriptions de l'échantillon qui suivent font surtout état de la disponibilité des données sur les ventes d'essence ordinaire au plomb. Pour ce qui concerne les autres catégories d'essence, on a pu constater que l'échantillon présentait des caractéristiques semblables. Voir le tableau K-1 pour la composition de l'échantillon suivant chaque catégorie d'essence.

deux plus grands revendeurs de Gulf (pour Toronto, ces chiffres ne concernaient qu'un de ces grands revendeurs de 1981 à 1983), de Texaco (de 1979 à mai 1980 pour Toronto et en 1983 pour Montréal, les données fournies ne se rapportaient qu'à un seul grand revendeur) et de Petro-Canada de 1981 à 1983 (pour Montréal, les chiffres fournis concernaient un revendeur de 1979 à mai 1981 inclusivement, puis deux revendeurs pour le reste de la période). Pour les deux plus petits revendeurs, nous avons pu exploiter les données fournies par Gulf (de 1979 à 1983 pour Montréal et de 1979 à 1980 pour Toronto), Texaco (à l'égard du plus petit revendeur seulement) et Petro-Canada (de 1982 à 1983 pour Toronto seulement).

Les données relatives aux réalisations moyennes qui nous ont été signalées par Impériale, Shell et Suncor envisageaient les ventes de ces sociétés à leurs revendeurs de façon globale[18]. Les données d'Impériale ne tenaient pas compte de fortes ventes au jour le jour. Des données provenant d'autres données d'Impériale, et se recouvrant partiellement pour les années 1979 à 1980, nous ont permis d'observer que cette exclusion faisait baisser les réalisations de la société Impériale de 0,011 $ à 0,0044 $ le litre. Il nous a fallu ajuster les chiffres d'Impériale et de Suncor en y ajoutant la taxe fédérale sur les ventes[19] de manière à pouvoir comparer ces chiffres à d'autres.

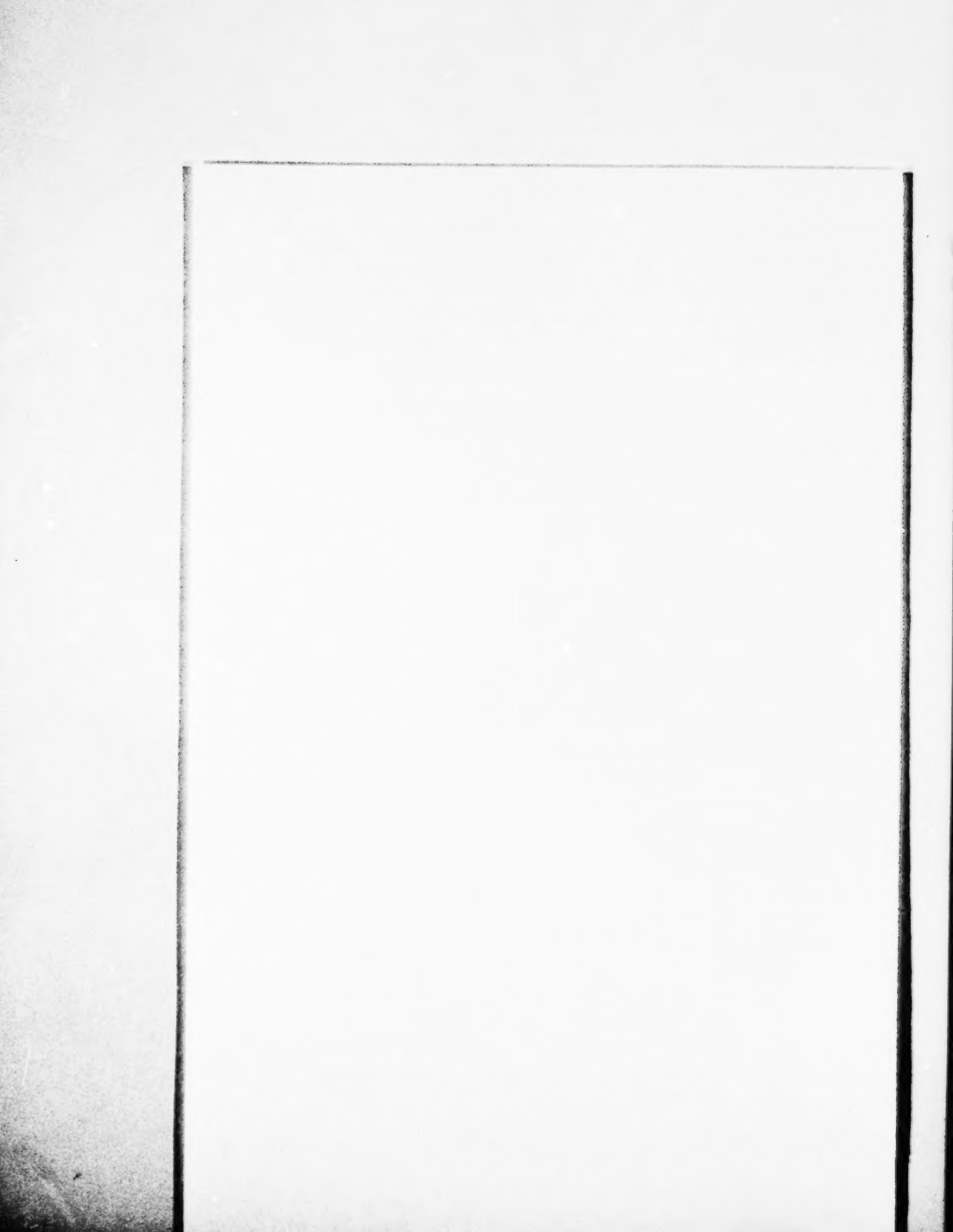
Dans la réponse qu'elle a fournie à la Commission (voir la pièce M-728), la société Gulf a déclaré que ses réalisations mensuelles sur ses ventes d'essence comprenaient la taxe fédérale. Ces chiffres et d'autres données soumises par la société ont donc été combinés pour former les réalisations moyennes qui ont servi au calcul des marges brutes figurant aux tableaux 11 à 18 de l'annexe L. Plus tard, on a constaté que les chiffres sur les réalisations s'harmonisaient avec les prix de gros signalés ailleurs par Gulf (voir la pièce M-615, article 5) pour les années 1982 et 1983 et ne comprenant pas de taxes. Gulf a subséquemment informé la Commission qu'une erreur s'était glissée dans les chiffres de la pièce M-728 et que les réalisations mensuelles qui y figuraient ne comprenaient pas de taxes de 1979 à 1983 (voir la pièce M-806). Toutefois, en ajoutant la taxe fédérale sur les ventes à ces

18. Les chiffres relatifs à des revendeurs individuels, signalés par Gulf et Petro-Canada pour les deux plus grands revendeurs, ont également été inclus dans la catégorie des revendeurs réunis pour Toronto et Montréal respectivement lorsque ces sociétés ont indiqué que ces chiffres représentaient la totalité de leurs ventes aux revendeurs pour une année ou un mois donné.

19. De 1979 au 21 avril 1980, la taxe fédérale sur les ventes était établie sur une base unitaire; à compter du 22 avril 1980, elle est devenue une taxe *ad valorem* de 9 p. 100 sur les prix de vente du fabricant. Les chiffres sur les taxes unitaires, par catégorie d'essence, ont été obtenus d'Énergie, Mines et Ressources Canada.

réalisations mensuelles de 1979 à la moitié de 1981, on a obtenu des chiffres qui dépassaient de beaucoup ceux que les autres raffineurs avaient signalés. De plus, la moyenne annuelle des marges brutes mensuelles calculées d'après les données non révisées de la société Gulf paraissait comparable aux données du tableau sur les marges annuelles. Si l'utilisation des données non corrigées de Gulf paraît avoir entraîné de fortes variations au niveau des marges mensuelles, elle ne semble pas, par contre, avoir eu une grande influence sur la moyenne annuelle calculée à partir de ces marges mensuelles.

Le faible volume (voir le tableau 2) des achats effectués par la plus petite catégorie des revendeurs d'essence nous apprend possiblement que ces ventes concernaient des petites transactions au jour le jour ou même les achats de points de vente au détail individuels plutôt que le volume d'achats associé aux revendeurs ayant une fonction de grossistes ou de détaillants.



L

Tableaux relatifs à l'analyse des marges brutes

TABLEAU L-1

Marges bénéficiaires annuelles brutes accessibles aux revendeurs indépendants de mazout, de 1973 à 1982, en cents de 1981 nominaux et constants, par litre

	1973	1974	1975	1976	1977	1978	1979	1980	1981	1982
A. La marge bénéficiaire brute provient du prix moyen annuel fait aux particuliers[b] défalqué par la moyenne simple des réalisations de ventes effectuées telles qu'elles ont été signalées par:										
1. Shell[c] et Gulf[d] pour l'Ontario	1,94	2,47	2,16	2,82	3,09	3,23	2,75	2,60	4,45	6,00
2. Shell et Gulf pour le Québec et les provinces de l'Atlantique	2,05	2,00	2,32	3,04	2,99	3,46	2,54	2,88	4,80	7,46
B. La marge bénéficiaire brute[a], en cents constants de 1981, provient du prix annuel moyen fait aux particuliers[b] défalqué par la moyenne simple des réalisations de ventes effectuées telles qu'elles ont été signalées par:										
1. Shell et Gulf pour l'Ontario	4,03	4,64	3,67	4,46	4,54	4,37	3,41	2,93	4,45	5,39
2. Shell et Gulf pour le Québec et les provinces de l'Atlantique	4,29	3,76	3,93	4,83	4,38	4,68	3,15	3,24	4,80	6,69

Notes et sources:

(a) Les chiffres des marges bénéficiaires brutes de la partie A ont été rajustés de façon à supprimer l'effet de l'inflation. En ce qui concerne l'Ontario, le Québec et les provinces de l'Atlantique, on a utilisé l'indice des prix à la consommation de Toronto et de Montréal.

(b) Les prix annuels moyens faits aux particuliers utilisés dans les calculs susmentionnés valent pour Toronto et Montréal. Ils ont été fournis par la Division des prix de Statistique Canada.

(c) En ce qui concerne Shell, les données sont tirées de la pièce M-664, intercalaire 25714, pour la période de 1973 à 1980, et de la pièce M-664A confidentielle, intercalaire 25714, pour la période de 1981 à 1982.

(d) En ce qui concerne Gulf, les données sont tirées des pièces M-614 et M-615 confidentielles, pour la période de 1973 à 1980, et pour celle de 1981 à 1982 respectivement.

TABLEAU L-2

Réalisations annuelles effectuées par les raffineurs sur les ventes de mazout aux comptes commerciaux/industriels (C/I) et aux revendeurs indépendants, de 1973 à 1982, en cents de 1981, nominaux et constants, par litre

	1973	1974	1975	1976	1977	1978	1979	1980	1981	1982
A. Moyenne simple des réalisations de ventes aux comptes C/I et aux revendeurs indépendants telles qu'elles ont été signalées par:										
1. Shell[c] et Gulf[d] pour l'Ontario	3,98	5,81	7,24	7,90	8,68	9,99	11,82	15,36	21,30	24,94
	3,76	4,73	5,98	6,78	7,91	9,37	11,28	14,25	19,85	23,70
2. Shell et Gulf pour le Québec et les provinces de l'Atlantique	4,64	6,64	7,99	8,68	9,69	10,84	12,80	16,87	23,50	26,78
	3,85	5,70	6,18	6,76	8,11	9,14	11,86	14,42	20,10	22,98
B. Moyenne simple des réalisations de ventes[a] aux comptes C/I et aux revendeurs indépendants en cents constants de 1981 telles qu'elles ont été signalées par:										
1. Shell et Gulf pour l'Ontario	8,27	10,92	12,29	12,50	12,75	13,52	14,65	17,28	21,30	22,41
	7,82	8,89	10,15	10,73	11,62	12,68	13,98	16,03	19,85	21,29
2. Shell et Gulf pour le Québec et les provinces de l'Atlantique	9,71	12,48	13,54	13,78	14,21	14,67	15,88	18,96	23,50	24,00
	8,05	10,71	10,48	10,73	11,89	12,37	14,72	16,20	20,10	20,59
C. Moyenne simple des réalisations de ventes aux comptes C/I (moins les frais de livraison)[b] et des réalisations de ventes aux revendeurs indépendants, en cents constants de 1981, telles qu'elles ont été signalées par:										
1. Shell et Gulf pour l'Ontario	7,17	9,82	11,19	11,40	11,65	12,42	13,55	16,18	20,20	21,31
	7,82	8,89	10,15	10,73	11,62	12,68	13,98	16,03	19,85	21,29
2. Shell et Gulf pour le Québec et les provinces de l'Atlantique	8,61	11,38	12,44	12,68	13,11	13,57	14,78	17,86	22,40	22,90
	8,05	10,71	10,48	10,73	11,89	12,37	14,72	16,20	20,10	20,59

Notes et sources:

(a) Les réalisations annuelles moyennes de la partie A ont été rajustées de façon à supprimer l'effet de l'inflation. Pour l'Ontario, le Québec et les provinces de l'Atlantique, on a utilisé l'indice des prix à la consommation de Toronto et de Montréal.

(b) Les réalisations annuelles moyennes rajustées en raison de l'inflation, pour ce qui est des comptes commerciaux et industriels de la partie B, ont été de nouveaux rajustées en défalquant 1,1¢ constant de 1981 par litre, au titre des frais de livraison, en fonction de l'estimation de 0,88¢ par litre pour 1979, estimation que l'on trouve dans l'étude du groupe de travail d'Énergie, Mines et Ressources en date de juin 1979 au tableau IV, note 2 de la pièce C-198B.

(c) Pour ce qui est de Shell, les données sont tirées de la pièce M-664, intercalaire 25714, pour la période de 1973 à 1980, et de la pièce M-664A confidentielle, intercalaire 25714, pour la période de 1981 à 1982.

(d) Quant à Gulf, les données proviennent des pièces M-614 et M-615 confidentielles, pour la période de 1973 à 1980, et pour celle de 1981 à 1982 respectivement.

TABLEAU L-3

Certaines marges bénéficiaires annuelles brutes accessibles aux revendeurs indépendants d'essence ordinaire au plomb, de 1973 à 1982, en cents par litre

	1973	1974	1975	1976	1977	1978	1979	1980	1981	1982
Marge brute provenant de la défalcation de la moyenne simple des réalisations de ventes aux revendeurs indépendants, signalées par (i) Shell et Gulf[c] et (ii) Shell, Gulf et Suncor[c] d'après certains prix de détail à la pompe établis annuellement[d]										
A. PRIX À TORONTO — RÉALISATIONS DES VENTES EN ONTARIO										
1. Statistique Canada — Services complets[a]										
a) Shell et Gulf	3,71	3,63	3,34	3,55	3,60	3,87	4,13	4,70	6,59	7,29
b) Shell, Gulf et Suncor	s.o.	3,36	3,21	3,40	3,57	3,77	4,09	4,47	6,54	7,48
2. Statistique Canada — Libres-services[a]										
a) Shell et Gulf	s.o.	s.o.	s.o.	2,41	2,37	2,94	3,23	3,05	4,49	4,99
b) Shell, Gulf et Suncor	s.o.	s.o.	s.o.	2,31	2,34	2,87	3,19	2,87	4,44	5,18
3. Kent/Énergie, Mines et Ressources — *Majors* nationales (raffineurs) libres-services[b]										
a) Shell et Gulf	2,29	2,27	1,83	2,13	2,26	3,07	3,46	s.o.	s.o.	s.o.
b) Shell, Gulf et Suncor	s.o.	1,98	1,70	2,03	2,23	3,00	3,42	s.o.	s.o.	s.o.
4. Kent/Énergie, Mines et Ressources — *Majors* nationales (raffineurs) services complets — marques secondaires[b]										
a) Shell et Gulf	1,65	1,99	1,54	1,67	1,64	2,49	2,73	s.o.	s.o.	s.o.
b) Shell, Gulf et Suncor	s.o.	1,70	1,41	1,57	1,61	2,39	2,69	s.o.	s.o.	s.o.
5. Kent/Énergie, Mines et Ressources — Revendeurs indépendants, services complets[b]										
a) Shell et Gulf	1,90	2,20	1,54	1,91	2,02	2,65	2,86	s.o.	s.o.	s.o.
b) Shell, Gulf et Suncor	s.o.	1,91	1,41	1,81	1,99	2,58	2,82	s.o.	s.o.	s.o.
B. PRIX À MONTRÉAL — RÉALISATIONS DES VENTES AU QUÉBEC ET DANS LES PROVINCES DE L'ATLANTIQUE										
1. Statistique Canada — Services complets[a]										
a) Shell et Gulf	2,90	2,77	2,52	3,00	3,03	3,27	3,64	4,29	5,75	6,29
b) Shell, Gulf et Suncor	s.o.	2,96	2,53	2,82	2,97	3,42	3,51	3,87	5,57	6,04
2. Statistique Canada — Libres-services[a]										
a) Shell et Gulf	s.o.	s.o.	s.o.	2,54	2,61	2,91	3,24	3,65	4,85	5,69
b) Shell, Gulf et Suncor	s.o.	s.o.	s.o.	2,41	2,55	3,06	3,11	3,27	4,67	5,44
3. Kent/Énergie, Mines et Ressources — *Majors* nationales (raffineurs) libres-services[b]										
a) Shell et Gulf	1,95	2,04	1,70	2,31	2,59	2,74	3,00	s.o.	s.o.	s.o.
b) Shell, Gulf et Suncor	s.o.	2,16	1,74	2,18	2,53	2,89	2,87	s.o.	s.o.	s.o.

TABLEAU L-3 (suite)

	1973	1974	1975	1976	1977	1978	1979	1980	1981	1982
4. Kent/Énergie, Mines et Ressources — *Majors* nationales (raffineurs) services complets — marques secondaires[b]										
a) Shell et Gulf	1,59	1,78	1,38	2,05	2,31	2,24	2,45	s.o.	s.o.	s.o.
b) Shell, Gulf et Suncor	s.o.	1,90	1,42	1,92	2,25	2,39	2,32	s.o.	s.o.	s.o.
5. Kent/Énergie, Mines et Ressources — Revendeurs indépendants, services complets										
a) Shell et Gulf	1,97	2,11	1,62	2,35	2,68	2,49	2,53	s.o.	s.o.	s.o.
b) Shell, Gulf et Suncor	s.o.	2,23	1,66	2,22	2,62	2,64	2,40	s.o.	s.o.	s.o.

Notes et sources:

(a) Les prix annuels de détail à la pompe, dans le cas des services complets et des libres-services, chiffres fournis par Statistique Canada et utilisés dans le calcul des marges bénéficiaires brutes ci-dessus, valent pour les régions métropolitaines de Toronto et de Montréal. Les prix annuels sont une moyenne pondérée des prix mensuels.

(b) Les données sur les prix annuels fournies par le cabinet Kent et Énergie, Mines et Ressources sont fondées sur des études des prix de détail à la pompe pratiqués dans les points de vente d'essence particuliers de la région métropolitaine de Montréal et de celle de Toronto, études réalisées par Kent Marketing Services Limited à raison de deux à six fois par année. Les données sur les débouchés particuliers selon la date de l'étude ont été fournies au Directeur des enquêtes et recherches par Énergie, Mines et Ressources sous la forme d'une moyenne pondérée par (volume) pour les diverses catégories de points de vente, y compris les trois utilisés dans ce tableau. Voir le Livre vert, volume VI, p. 461 et p. 462 ainsi que p. 467 à p. 477. Les prix annuels utilisés pour les calculs ci-dessus sont les moyennes simples des prix disponibles annuellement selon les séries de deux à six études.

(c) Les données sur les réalisations de ventes moyennes annuelles ont été signalées par Shell et Gulf pour la période de 1973 à 1982 et par Suncor pour la période de 1974 à 1982. Pour ce qui est de Shell, voir les pièces M-664, intercalaire 25714 pour la période de 1973 à 1980, et M-664A, confidentielle, intercalaire 25714, pour la période de 1981 à 1982. Quant à Gulf, voir les pièces M-614 pour la période de 1973 à 1980 et M-615 confidentielle pour la période de 1981 à 1982. En ce qui concerne Suncor, voir les pièces M-672, article 12, pour la période de 1973 à 1981 et M-673, confidentielle, pour 1982.

(d) Les données sur les prix et les réalisations ont été rajustées de façon à ne comprendre que la taxe fédérale afin d'établir des comparaisons entre les provinces et entre les régions.

TABLEAU L-4

Certaines marges bénéficiaires brutes annuelles accessibles aux revendeurs indépendants d'essence ordinaire au plomb, de 1973 à 1982, en cents constants de 1981, par litre[a]

	1973	1974	1975	1976	1977	1978	1979	1980	1981	1982
Les marges bénéficiaires brutes proviennent de la défalcation de la moyenne simple des réalisations de vente aux revendeurs indépendants, telles qu'elles ont été signalées par (i) Shell et Gulf[d] et (ii) Shell, Gulf et Suncor[d] d'après certains prix de détail à la pompe établis annuellement[e]										
A. PRIX À TORONTO — RÉALISATIONS DES VENTES EN ONTARIO										
1. Statistique Canada — Services complets[b]										
a) Shell et Gulf	7,71	6,82	5,67	5,62	5,29	5,24	5,12	5,29	6,59	6,55
b) Shell, Gulf et Suncor	s.o.	6,32	5,45	5,38	5,24	5,11	5,07	5,03	6,54	6,72
2. Statistique Canada — Libres-services[b]										
a) Shell et Gulf	s.o.	s.o.	s.o.	3,81	3,48	3,98	4,00	3,43	4,49	4,48
b) Shell, Gulf et Suncor	s.o.	s.o.	s.o.	3,66	3,44	3,89	3,95	3,23	4,44	4,65
3. Kent/Énergie, Mines et Ressources — *Major* nationales (raffineurs) libres-services[c]										
a) Shell et Gulf	4,76	4,27	3,11	3,37	3,32	4,15	4,29	s.o.	s.o.	s.o.
b) Shell, Gulf et Suncor	s.o.	3,73	2,89	3,21	3,28	4,05	4,24	s.o.	s.o.	s.o.
4. Kent/Énergie, Mines et Ressources — *Majors* nationales (raffineurs) services complets — marques secondaires[c]										
a) Shell et Gulf	3,43	3,74	2,62	2,64	2,41	3,37	3,38	s.o.	s.o.	s.o.
b) Shell, Gulf et Suncor	s.o.	3,20	2,39	2,48	2,36	3,23	3,33	s.o.	s.o.	s.o.
5. Kent/Énergie, Mines et Ressources — Revendeurs indépendants, services complets[c]										
a) Shell et Gulf	3,95	4,14	2,62	3,02	2,97	3,58	3,54	s.o.	s.o.	s.o.
b) Shell, Gulf et Suncor	s.o.	3,59	2,39	2,86	2,92	3,49	3,49	s.o.	s.o.	s.o.
B. PRIX À MONTRÉAL — RÉALISATIONS DES VENTES AU QUÉBEC ET DANS LES PROVINCES DE L'ATLANTIQUE										
1. Statistique Canada — Services complets[b]										
a) Shell et Gulf	6,07	5,21	4,27	4,76	4,44	4,43	4,52	4,82	5,75	5,64
b) Shell, Gulf et Suncor	s.o.	5,56	4,29	4,48	4,36	4,63	4,36	4,35	5,57	5,41
2. Statistique Canada — Libres-services[b]										
a) Shell et Gulf	s.o.	s.o.	s.o.	4,03	3,83	3,94	4,02	4,10	4,85	5,10
b) Shell, Gulf et Suncor	s.o.	s.o.	s.o.	3,83	3,74	4,15	3,86	3,67	4,67	4,88

TABLEAU L-4 (suite)

		1973	1974	1975	1976	1977	1978	1979	1980	1981	1982
3. Kent/Énergie, Mines et Ressources —	*Majors* nationales (raffineurs) libres-services[c]										
a) Shell et Gulf		4,07	3,84	2,88	3,67	3,80	3,71	3,72	s.o.	s.o.	s.o.
b) Shell, Gulf et Suncor		s.o.	4,07	2,95	3,46	3,71	3,91	3,56	s.o.	s.o.	s.o.
4. Kent/Énergie, Mines et Ressources —	*Majors* nationales (raffineurs) services complets — marques secondaires[c]										
a) Shell et Gulf		3,33	3,34	2,34	3,25	3,39	3,03	3,04	s.o.	s.o.	s.o.
b) Shell, Gulf et Suncor		s.o.	3,57	2,41	3,05	3,30	3,23	2,88	s.o.	s.o.	s.o.
5. Kent/Énergie, Mines et Ressources —	Revendeurs indépendants, services complets[c]										
a) Shell et Gulf		4,12	3,97	2,75	3,73	3,93	3,36	3,14	s.o.	s.o.	s.o.
b) Shell, Gulf et Suncor		s.o.	4,19	2,81	3,52	3,84	3,57	2,98	s.o.	s.o.	s.o.

Notes et sources:

(a) Les chiffres sur les marges bénéficiaires brutes du tableau 3 ont été rajustés de façon à supprimer l'effet de l'inflation. Pour ce qui est de l'Ontario, du Québec et des provinces de l'Atlantique, l'indice des prix à la consommation à Toronto et à Montréal a servi aux calculs.

(b) Les prix annuels de détail à la pompe, dans le cas des services complets et des libres-services, chiffres fournis par Statistique Canada et utilisés dans le calcul des marges bénéficiaires brutes ci-dessus, valent pour les régions métropolitaines de Toronto et de Montréal. Les prix annuels sont une moyenne pondérée des prix mensuels.

(c) Les données sur les prix annuels fournies par le cabinet Kent et Énergie, Mines et Ressources sont fondées sur des études des prix de détail à la pompe pratiqués dans les points de vente d'essence particuliers de la région métropolitaine de Montréal et de celle de Toronto, études réalisées par Kent Marketing Services Limited à raison de deux à six fois par année. Les données sur les débouchés particuliers selon la date de l'étude ont été fournies au Directeur des enquêtes et recherches par Énergie, Mines et Ressources sous la forme d'une moyenne pondérée (par volume) pour les diverses catégories de points de vente, y compris les trois utilisés dans ce tableau. Voir le Livre vert, volume VI, p. 461 et p. 462 ainsi que p. 467 à p. 477. Les prix annuels utilisés pour les calculs ci-dessus sont les moyennes simples des prix disponibles annuellement selon les séries de deux à six études.

(d) Les données sur les réalisations de ventes moyennes annuelles ont été signalées par Shell et Gulf pour la période de 1973 à 1982 et par Suncor pour la période de 1974 à 1982. Pour ce qui est de Shell, voir les pièces M-664, intercalaire 25714, pour la période de 1973 à 1980 et M-664A, confidentielle, intercalaire 25714, pour la période de 1981 à 1982. Quant à Gulf, voir les pièces M-614 pour la période de 1973 à 1980 et M-615 confidentielle pour la période de 1981 à 1982. En ce qui concerne Suncor, voir les pièces M-672, article 12, pour la période de 1973 à 1981 et M-673, confidentielle, pour 1982.

(e) Les données sur les prix et les réalisations ont été rajustées de façon à ne comprendre que la taxe fédérale afin de normaliser les données reçues de toutes les sociétés et d'établir des comparaisons entre les provinces et entre les régions.

TABLEAU L-5

Réalisations annuelles effectuées par les raffineurs sur les ventes d'essence ordinaire au plomb aux comptes commerciaux/industriels (C/I) et aux revendeurs indépendants, de 1973 à 1982, en cents de 1981, nominaux et constants, par litre

	1973	1974	1975	1976	1977	1978	1979	1980	1981	1982
A. Moyenne simple des réalisations de ventes aux comptes C/I et aux revendeurs indépendants, telles qu'elles ont été signalées par:										
1. Shell[c] et Gulf[d] pour l'Ontario	4,51	6,95	8,32	9,27	10,48	11,79	13,45	17,66	25,15	29,00
	4,43	6,45	7,57	8,24	9,73	10,56	12,68	16,20	22,85	27,41
2. Shell et Gulf pour le Québec et les provinces de l'Atlantique	4,84	7,62	8,87	9,60	11,06	12,14	13,84	18,24	26,20	30,39
	4,54	7,12	7,78	8,11	9,53	10,56	13,06	16,41	22,98	27,75
3. Shell et Gulf pour la C.-B. et les Prairies	5,12	6,98	8,68	9,99	11,38	12,70	14,20	17,89	25,98	30,28
	4,25	6,34	7,41	8,30	9,89	11,14	12,52	15,15	23,19	27,51
B. Moyenne simple des réalisations de ventes aux comptes C/I et aux revendeurs indépendants en cents constants de 1981[a] telles qu'elles ont été signalées par:										
1. Shell et Gulf pour l'Ontario	9,38	13,06	14,13	14,67	15,39	15,95	16,67	19,87	25,15	26,06
	9,21	12,12	12,85	13,04	14,29	14,29	15,71	18,22	22,85	24,63
2. Shell et Gulf pour le Québec et les provinces de l'Atlantique	10,13	14,32	15,03	15,24	16,22	16,43	17,17	20,49	26,20	27,23
	9,50	13,38	13,19	12,87	13,97	14,29	16,20	18,44	22,98	24,87
3. Shell et Gulf pour la C.-B. et les Prairies	10,81	13,35	14,91	15,76	16,56	17,05	17,58	20,15	25,98	27,13
	8,97	12,12	12,77	13,09	14,40	14,96	15,50	17,06	23,19	24,65
C. Moyenne simple des réalisations de ventes aux comptes C/I (moins les frais de livraison) et aux revendeurs indépendants en cents constants de 1981[b] telles qu'elles ont été signalées par:										
1. Shell et Gulf pour l'Ontario	8,98	12,66	13,73	14,27	14,99	15,55	16,27	19,47	24,75	25,66
	9,21	12,12	12,85	13,04	14,29	14,29	15,71	18,22	22,85	24,63
2. Shell et Gulf pour le Québec et les provinces de l'Atlantique	9,73	13,92	14,63	14,84	15,82	16,03	16,77	20,09	25,80	26,83
	9,50	13,38	13,19	12,87	13,97	14,29	16,20	18,44	22,98	24,87
3. Shell et Gulf pour la C.-B. et les Prairies	10,41	12,95	14,51	15,36	16,16	16,65	17,18	19,75	25,58	26,73
	8,97	12,12	12,73	13,09	14,40	14,96	15,50	17,06	23,19	24,65

Notes et sources:

(a) Les réalisations annuelles de la partie A ont été rajustées de manière à éliminer l'effet de l'inflation. En ce qui concerne l'Ontario, le Québec et les provinces de l'Atlantique, on a utilisé l'indice des prix à la consommation de Toronto et de Montréal. Pour ce qui est de la C.-B. et des Prairies, la moyenne des indices des prix à la consommation de Vancouver, Calgary, Regina et Winnipeg a servi aux calculs.

(b) Les réalisations annuelles moyennes rectifiées en fonction de l'inflation pour les comptes commerciaux et industriels de la partie B ont été de nouveaux rajustées par défalcation de 0,4¢ le litre pour les frais de livraison basés sur des estimations signalées par les raffineurs et les revendeurs.

(c) Pour ce qui est de Shell, les données sont tirées de la pièce M-664, intercalaire 25714, pour la période de 1973 à 1980, et de la pièce M-664A confidentielle, intercalaire 25714, pour la période de 1981 à 1982.

(d) Quant à Gulf, les données sont tirées de la pièce M-614 et de la pièce M-615, confidentielles, pour la période de 1973 à 1980, et pour celle de 1981 à 1982 respectivement.

TABLEAU L-6

Réalisations annuelles effectuées par les raffineurs sur les ventes d'essence ordinaire sans plomb aux comptes commerciaux/industriels (C/I) et aux revendeurs indépendants, de 1973 à 1982[a], en cents de 1981, nominaux et constants, par litre

	1973	1974	1975	1976	1977	1978	1979	1980	1981	1982
A. Moyenne simple des réalisations de ventes aux comptes C/I et aux revendeurs indépendants, telles qu'elles ont été signalées par:										
1. Shell[d] et Gulf[e] pour l'Ontario	7,15	9,01	9,14	10,13	11,27	11,93	13,69	18,52	26,00	30,04
	5,50	7,30	7,34	8,88	10,20	11,33	13,64	17,65	24,62	28,88
2. Shell et Gulf pour le Québec et les provinces de l'Atlantique	7,56	9,41	9,42	10,21	11,64	12,64	14,91	19,90	27,67	32,01
	4,31	8,24	8,27	8,99	10,16	11,05	14,01	17,80	24,06	28,98
3. Shell et Gulf pour la C.-B. et les Prairies	6,58	8,41	9,74	10,95	12,50	13,18	14,81	18,68	27,79	31,70
	—	7,63	8,28	9,11	10,60	11,79	13,27	16,23	24,83	28,82
B. Moyenne simple des réalisations de ventes aux comptes C/I et aux revendeurs indépendants en cents constants de 1981[b] telles qu'elles ont été signalées par:										
1. Shell et Gulf pour l'Ontario	14,87	16,94	15,52	16,03	16,55	16,14	16,96	20,83	26,00	26,99
	11,44	13,72	12,46	14,05	14,98	15,33	16,90	19,85	24,62	25,95
2. Shell et Gulf pour le Québec et les provinces de l'Atlantique	15,82	17,69	15,97	16,21	17,07	17,10	18,50	22,36	27,67	28,68
	9,02	15,49	14,02	14,27	14,90	14,95	17,38	20,00	24,06	25,97
3. Shell et Gulf pour la C.-B. et les Prairies	13,89	16,08	16,73	17,27	18,20	17,70	18,33	21,04	27,79	28,41
	—	14,59	14,22	14,37	15,43	15,83	16,43	18,28	24,83	25,82
C. Moyenne simple des réalisations de ventes aux comptes C/I (moins les frais de livraison) et aux revendeurs indépendants en cents constants de 1981[c] telles qu'elles ont été signalées par:										
1. Shell et Gulf pour l'Ontario	14,47	16,54	15,12	15,63	16,15	15,74	16,56	20,43	25,60	26,59
	11,44	13,72	12,46	14,05	14,98	15,33	16,90	19,85	24,62	25,95
2. Shell et Gulf pour le Québec et les provinces de l'Atlantique	15,42	17,29	15,57	15,81	16,67	16,70	18,40	21,96	27,27	28,28
	9,02	15,49	14,02	14,27	14,90	14,95	17,38	20,00	24,06	25,97
3. Shell et Gulf pour la C.-B. et les Prairies	13,49	15,68	16,33	16,87	17,80	17,30	17,93	20,64	27,39	28,01
	—	14,59	14,22	14,37	15,43	15,83	16,43	18,28	24,83	25,82

Notes et sources:

(a) Les chiffres touchant la période de 1973 à 1977 valent seulement pour Gulf. Shell a signalé que ses ventes avant 1978 étaient inexistantes ou négligeables.

(b) Les réalisations annuelles moyennes de la partie A ont été rajustées de manière à éliminer l'effet de l'inflation. En ce qui concerne l'Ontario, le Québec et les provinces de l'Atlantique, on a utilisé l'indice des prix à la consommation de Toronto et de Montréal. Pour ce qui est de la C.-B. et des Prairies, on s'est servi de la moyenne des indices des prix à la consommation de Vancouver, Calgary, Regina et Winnipeg.

(c) Les réalisations moyennes rectifiées pour tenir compte de l'inflation en ce qui concerne les comptes commerciaux et industriels de la partie B ont été de nouveau rajustées par défalcation de 0,4¢ par litre pour les frais de livraison basés sur des estimations signalées par les raffineurs et les revendeurs.

(d) Pour ce qui est de Shell, les données sont tirées de la pièce M-664, intercalaire 25714, pour la période de 1973 à 1980 et de la pièce M-664A confidentielle, intercalaire 25714, pour la période de 1981 à 1982.

(e) Quant à Gulf, les données sont tirées de la pièce M-614 et de la pièce M-615 confidentielle pour la période de 1973 à 1980 et pour celle de 1981 à 1982 respectivement.

TABLEAU L-7

Marges bénéficiaires brutes mensuelles accessibles aux deux plus gros et aux deux plus petits revendeurs de mazout, ainsi qu'aux revendeurs réunis du même produit, de 1979 à 1983, en cents par litre

	Année	janvier	février	mars	avril	mai	juin	juillet	août	septembre	octobre	novembre	décembre	Moyenne
a) Toronto métropolitain/Ontario														
	1979	3,8	3,5	3,4	3,9	3,3	3,3	3,3	3,2	2,9	3,0	3,0	2,9	3,3
Les deux	1980	3,0	3,1	3,1	3,0	3,0	2,9	3,1	2,5	2,8	3,4	3,6	3,6	3,1
plus gros	1981	3,5	3,8	3,8	3,5	2,2	3,5	3,8	2,7	4,3	4,9	5,3	5,7	3,9
revendeurs	1982	5,9	6,0	6,0	6,2	6,3	6,1	5,5	4,6	6,5	7,6	7,7	7,8	6,4
	1983	7,6	7,5	8,1	7,7	7,8	6,3	7,0	7,3	7,5	7,5	8,0	7,9	7,5
	1979	3,4	3,1	2,9	3,3	2,7	2,7	2,5	2,1	2,6	2,8	2,8	2,7	2,8
Les deux	1980	2,9	2,9	2,9	2,9	2,9	2,8	s.o.	s.o.	2,6	2,9	3,1	3,2	2,9
plus petits	1981	3,1	3,2	3,3	3,0	2,4	2,8	2,8	2,3	2,2	3,5	3,7	3,9	3,0
revendeurs	1982	5,1	5,5	6,8	7,0	7,3	7,0	6,2	5,6	7,7	8,1	8,3	8,6	6,9
	1983	7,4	7,4	9,1	9,4	9,3	7,9	8,6	8,6	6,9	7,1	7,2	7,2	8,0
	1979	4,0	3,5	3,5	4,1	3,5	3,7	3,5	3,4	2,9	2,6	3,0	2,8	3,4
Revendeurs	1980	3,0	3,0	3,1	3,1	2,8	3,0	3,4	2,8	2,9	3,4	3,0	3,0	3,0
réunis	1981	2,9	2,8	2,9	2,9	3,7	4,2	3,5	2,6	2,6	4,4	4,7	5,1	3,5
	1982	5,1	5,2	5,8	5,9	6,7	6,1	5,4	4,5	7,6	8,4	7,8	7,2	6,3
	1983	6,7	6,7	8,2	7,5	7,4	6,1	8,0	6,1	7,5	8,0	6,7	6,8	7,1
b) Montréal métropolitain/Québec														
	1979	2,6	3,2	2,6	2,9	2,6	2,8	2,7	2,6	2,3	2,4	2,5	2,4	2,6
Les deux	1980	2,9	2,3	2,3	2,4	2,4	2,4	2,8	2,3	2,5	2,9	2,9	3,0	2,6
plus gros	1981	2,9	2,9	3,7	3,1	3,3	3,8	3,7	4,4	5,0	5,7	5,7	5,9	4,2
revendeurs	1982	5,8	6,2	7,6	7,4	7,3	7,4	7,4	7,3	7,5	7,8	7,9	7,3	7,2
	1983	7,2	7,3	8,2	7,0	7,2	6,8	7,0	6,9	6,4	6,4	6,4	6,2	6,9
	1979	2,6	2,7	2,4	2,5	2,3	2,6	2,6	2,5	2,2	2,2	2,5	2,3	2,5
Les deux	1980	1,9	2,0	2,0	2,2	2,3	2,4	2,6	2,3	2,3	3,2	3,0	2,7	2,4
plus petits	1981	2,5	2,8	3,2	2,6	2,4	3,3	3,3	4,0	4,0	4,4	4,7	5,3	3,5
revendeurs	1982	5,9	6,2	7,3	6,8	6,8	6,6	5,7	5,8	7,0	7,1	7,2	6,9	6,6
	1983	6,3	7,0	7,4	5,9	6,5	6,5	6,7	6,3	5,5	5,9	5,7	6,1	6,3
	1979	3,4	3,4	2,9	2,9	3,0	2,6	3,0	2,9	2,7	2,2	2,5	2,7	2,9
Revendeurs	1980	2,4	2,5	2,6	2,4	2,4	2,5	2,7	3,2	2,8	2,9	2,6	2,3	2,6
réunis	1981	2,3	2,4	2,6	2,6	3,2	3,2	3,0	3,3	4,3	4,7	4,9	5,9	3,5
	1982	5,5	5,7	6,4	6,4	7,0	7,4	6,2	6,1	6,9	6,9	6,9	6,3	6,5
	1983	6,2	6,0	6,2	5,9	5,9	5,8	7,2	6,0	5,2	5,4	5,4	4,9	5,8

TABLEAU L-8

Marges bénéficiaires brutes mensuelles accessibles aux deux plus gros et aux deux plus petits revendeurs de mazout ainsi qu'aux revendeurs réunis du même produit, de 1979 à 1983, en cents constants de 1981 par litre

	Année	janvier	février	mars	avril	mai	juin	juillet	août	septembre	octobre	novembre	décembre	Moyenne
a) Toronto métropolitain/Ontario														
Les deux plus gros revendeurs	1979	4,9	4,5	4,3	4,9	4,1	4,1	4,1	3,9	3,5	3,6	3,6	3,4	4,1
	1980	3,6	3,6	3,6	3,5	3,4	3,3	3,5	2,8	3,1	3,7	3,9	3,9	3,5
	1981	3,7	4,0	3,9	3,6	2,2	3,5	3,8	2,7	4,2	4,7	5,1	5,5	3,9
	1982	5,6	5,6	5,5	5,7	5,7	5,4	4,9	4,1	5,7	6,7	6,7	6,8	5,7
	1983	6,6	6,5	6,9	6,6	6,7	5,3	5,9	6,1	6,3	6,3	6,7	6,6	6,4
Les deux plus petits revendeurs	1979	4,4	4,0	3,7	4,2	3,4	3,4	3,1	2,6	3,2	3,4	3,3	3,2	3,5
	1980	3,4	3,4	3,4	3,3	3,3	3,2	n.d.	n.d.	2,9	3,2	3,4	3,4	3,3
	1981	3,3	3,4	3,4	3,1	2,4	2,8	2,8	2,3	2,2	3,4	3,6	3,7	3,0
	1982	4,9	5,2	6,3	6,4	6,6	6,2	5,5	5,0	6,8	7,1	7,2	7,5	6,2
	1983	6,4	6,4	7,8	8,1	8,0	6,7	7,2	7,2	5,8	5,9	6,0	6,0	6,8
Revendeurs réunis	1979	5,2	4,5	4,4	5,2	4,4	4,6	4,3	4,2	3,5	3,1	3,6	3,3	4,2
	1980	3,6	3,5	3,6	3,6	3,2	3,4	3,8	3,1	3,2	3,7	3,3	3,2	3,4
	1981	3,1	2,9	3,0	3,0	3,8	4,2	3,5	2,6	2,5	4,2	4,5	4,9	3,5
	1982	4,9	4,9	5,4	5,4	6,1	5,4	4,8	4,0	6,7	7,4	6,8	6,2	5,7
	1983	5,8	5,8	7,0	6,5	6,4	5,1	6,7	5,1	6,3	6,7	5,6	5,6	6,1
b) Montréal métropolitain/Québec														
Les deux plus gros revendeurs	1979	3,4	4,1	3,3	3,7	3,3	3,5	3,3	3,2	2,8	2,9	3,0	2,9	3,3
	1980	3,4	2,7	2,7	2,8	2,7	2,7	3,1	2,5	2,7	3,2	3,1	3,2	2,9
	1981	3,1	3,0	3,8	3,2	3,4	3,8	3,7	4,3	4,9	5,5	5,5	5,6	4,2
	1982	5,5	5,8	7,0	6,8	6,6	6,6	6,6	6,4	6,6	6,8	6,8	6,3	6,5
	1983	6,3	6,3	7,1	6,0	6,2	5,8	5,9	5,8	5,4	5,3	5,3	5,2	5,9
Les deux plus petits revendeurs	1979	3,4	3,5	3,1	3,1	2,9	3,3	3,2	3,1	2,7	2,7	3,0	2,7	3,1
	1980	2,2	2,3	2,3	2,5	2,6	2,7	2,9	2,5	2,5	3,5	3,2	2,9	2,7
	1981	2,6	2,9	3,3	2,7	2,4	3,3	3,3	3,9	3,9	4,3	4,5	5,0	3,5
	1982	5,6	5,8	6,7	6,2	6,1	5,9	5,1	5,1	6,1	6,2	6,2	6,0	5,9
	1983	5,5	6,1	6,4	5,1	5,6	5,5	5,7	5,3	4,6	4,9	4,7	5,1	5,4
Revendeurs réunis	1979	4,4	4,4	3,7	3,7	3,8	3,6	3,7	3,6	3,3	3,1	3,0	3,2	3,6
	1980	2,8	2,9	3,0	2,8	2,7	2,8	3,0	3,5	3,1	3,2	2,8	2,5	2,9
	1981	2,4	2,5	2,7	2,7	3,2	3,2	3,0	3,3	4,2	4,6	4,7	5,6	3,5
	1982	5,2	5,3	5,9	5,9	6,3	6,6	5,5	5,4	6,1	6,0	6,0	5,5	5,8
	1983	5,4	5,2	5,3	5,1	5,0	4,9	6,1	5,1	4,4	4,5	4,5	4,1	5,0

TABLEAU L-9

Marges bénéficiaires brutes mensuelles (fondées sur les données touchant les réalisations moyennes pondérées) accessibles aux deux plus gros et aux deux plus petits revendeurs de mazout, ainsi qu'aux revendeurs réunis du même produit, de 1979 à 1983, en cents par litre

	Année	janvier	février	mars	avril	mai	juin	juillet	août	septembre	octobre	novembre	décembre	Moyenne
a) Toronto métropolitain/Ontario														
Les deux plus gros revendeurs	1979	4,0	3,8	3,6	4,0	3,3	3,2	3,3	3,5	2,9	2,9	3,0	2,9	3,4
	1980	3,0	3,0	3,1	3,0	3,0	2,9	3,0	2,6	2,8	3,5	3,8	3,7	3,1
	1981	3,3	4,2	4,0	3,4	2,2	3,4	3,6	3,1	4,4	4,8	5,4	5,8	4,0
	1982	5,9	6,2	6,1	6,3	6,8	6,8	6,5	6,8	6,6	7,8	8,0	7,7	6,8
	1983	8,0	7,6	7,8	8,7	8,5	7,4	8,0	8,1	8,7	7,2	8,2	8,1	8,0
Les deux plus petits revendeurs	1979	3,4	3,1	2,9	3,3	2,7	2,7	2,5	2,1	2,6	2,8	2,8	2,7	2,8
	1980	2,9	2,9	2,9	2,9	2,9	2,8	n.d.	n.d.	2,6	2,9	3,1	3,2	2,9
	1981	3,1	3,2	3,3	3,0	2,4	2,8	2,8	2,3	2,2	3,5	3,7	3,9	3,0
	1982	5,1	5,6	6,9	7,2	7,5	7,5	4,7	5,5	7,3	7,4	8,2	8,6	6,8
	1983	7,4	7,4	8,8	9,1	8,9	8,5	9,3	6,1	6,6	7,0	7,1	7,1	7,8
Revendeurs réunis	1979	4,1	3,7	3,8	4,3	3,7	4,0	3,7	3,6	2,9	2,7	3,0	3,0	3,5
	1980	3,1	3,1	3,2	3,1	2,3	3,0	3,6	2,9	3,3	3,6	3,4	3,2	3,2
	1981	3,2	3,2	3,6	3,6	4,5	5,2	3,5	3,0	2,6	4,6	4,3	4,8	3,8
	1982	4,8	5,3	4,9	6,1	6,6	5,7	5,5	4,9	9,0	8,9	8,6	8,2	6,5
	1983	7,1	7,2	7,5	8,7	9,0	6,8	9,1	5,4	8,4	8,3	6,0	7,2	7,6
b) Montréal métropolitain/Québec														
Les deux plus gros revendeurs	1979	2,2	3,2	2,6	2,9	2,5	2,8	2,8	2,7	2,4	2,4	2,5	2,4	2,6
	1980	3,0	2,4	2,3	2,4	2,4	2,4	2,6	2,3	2,5	2,9	2,9	3,1	2,6
	1981	2,9	3,1	4,2	3,3	3,3	4,6	3,9	4,3	5,0	5,8	5,8	6,2	4,4
	1982	6,3	6,5	8,2	7,5	7,6	7,6	7,3	7,6	7,7	7,8	7,8	7,3	7,4
	1983	7,2	7,3	8,5	7,0	7,2	6,8	7,0	6,9	6,5	6,6	6,5	6,4	7,0
Les deux plus petits revendeurs	1979	1,8	3,0	2,3	2,3	2,2	2,6	2,6	2,6	2,4	2,1	2,2	2,2	2,4
	1980	1,4	1,3	2,0	2,0	2,1	2,4	2,6	2,2	2,4	2,5	2,7	2,6	2,2
	1981	2,5	2,8	3,8	2,7	2,5	4,0	3,6	4,5	4,3	4,7	4,9	5,7	3,8
	1982	6,2	6,7	7,7	7,2	6,8	7,1	5,4	5,4	7,2	7,5	7,4	7,1	6,8
	1983	6,8	7,0	7,6	6,3	6,7	6,6	6,5	6,6	5,6	6,0	5,9	6,1	6,5
Revendeurs réunis	1979	3,4	3,4	2,9	3,0	3,0	2,9	3,0	2,8	2,8	2,7	2,6	2,8	2,9
	1980	2,5	2,5	2,6	2,6	2,6	2,7	3,1	3,2	2,9	3,0	2,7	2,4	2,7
	1981	2,3	2,4	2,8	2,7	3,1	3,4	3,4	3,1	4,5	4,8	4,8	6,1	3,6
	1982	5,4	5,7	6,4	6,3	6,9	7,5	6,0	6,1	6,9	6,8	7,4	6,4	6,5
	1983	6,2	5,7	6,4	5,9	6,2	5,7	7,1	6,2	4,5	5,8	5,6	5,4	5,9

TABLEAU L-10

Marges bénéficiaires brutes mensuelles (fondées sur les données touchant les réalisations moyennes pondérées) accessibles aux deux plus gros et aux deux plus petits revendeurs de mazout, ainsi qu'aux revendeurs réunis du même produit, de 1979 à 1983, en cents constants de 1981 par litre

	Année	janvier	février	mars	avril	mai	juin	juillet	août	septembre	octobre	novembre	décembre	Moyenne
a) Toronto métropolitain/Ontario														
	1979	5,2	4,9	4,6	5,1	4,1	4,0	4,1	4,3	3,5	3,5	3,6	3,5	4,2
Les deux	1980	3,6	3,5	3,6	3,5	3,4	3,3	3,4	2,9	3,1	3,8	4,1	4,0	3,5
plus gros	1981	3,5	4,4	4,1	3,5	2,2	3,4	3,6	3,1	4,3	4,6	5,2	5,6	4,0
revendeurs	1982	5,6	5,8	5,6	5,8	6,1	6,1	5,8	6,0	5,8	6,8	7,0	6,7	6,1
	1983	7,0	6,6	6,7	7,5	7,3	6,2	6,7	6,8	7,3	6,0	6,8	6,7	6,8
	1979	4,4	4,0	3,7	4,2	3,4	3,4	3,1	2,6	3,2	3,4	3,4	3,2	3,5
Les deux	1980	3,4	3,4	3,4	3,3	3,3	3,2	n.d.	n.d.	2,9	3,2	3,4	3,4	3,3
plus petits	1981	3,3	3,4	3,4	3,2	2,4	2,8	2,8	2,3	2,2	3,4	3,6	3,7	3,0
revendeurs	1982	4,9	5,3	6,4	6,6	6,8	6,7	4,2	4,9	6,4	6,5	7,1	7,5	6,1
	1983	6,4	6,4	7,5	7,8	7,7	7,2	7,8	5,1	5,5	5,8	5,9	5,9	6,6
	1979	5,3	4,8	4,8	5,4	4,6	5,0	4,6	4,4	3,5	3,3	3,6	3,6	4,4
Revendeurs	1980	3,7	3,6	3,7	3,6	2,6	3,4	4,0	3,2	3,6	3,9	3,7	3,4	3,5
réunis	1981	3,4	3,4	3,7	3,7	4,6	5,2	3,5	3,0	2,5	4,4	4,1	4,6	3,8
	1982	4,6	5,0	4,5	5,6	6,0	5,1	4,9	4,3	7,9	7,8	7,5	7,1	5,9
	1983	6,2	6,2	6,4	7,5	7,7	5,7	7,7	4,5	7,0	6,9	5,0	6,0	6,4
b) Montréal métropolitain/Québec														
	1979	2,9	4,1	3,3	3,7	3,1	3,5	3,5	3,3	2,9	2,9	3,0	2,9	3,3
Les deux	1980	3,6	2,8	2,7	2,8	2,7	2,7	2,9	2,5	2,8	3,2	3,1	3,3	2,9
plus gros	1981	3,1	3,2	4,3	3,4	3,4	4,6	3,9	4,2	4,9	5,6	5,6	5,9	4,3
revendeurs	1982	5,9	6,1	7,6	6,9	6,9	6,8	6,5	6,7	6,8	6,8	6,8	6,3	6,7
	1983	6,3	6,4	7,3	6,0	6,2	5,8	5,9	5,8	5,5	5,5	5,4	5,3	6,0
	1979	2,3	3,9	2,9	2,9	2,8	3,3	3,2	3,2	2,9	2,5	2,6	2,6	2,9
Les deux	1980	1,7	1,5	2,3	2,3	2,4	2,7	2,9	2,4	2,6	2,7	2,9	2,8	2,4
plus petits	1981	2,6	2,9	3,9	2,8	2,5	4,0	3,6	4,4	4,2	4,6	4,7	5,4	3,8
revendeurs	1982	5,8	6,2	7,1	6,6	6,2	6,3	4,8	4,8	6,3	6,6	6,4	6,2	6,1
	1983	5,9	6,1	6,5	5,4	5,7	5,6	5,5	5,6	4,7	5,0	4,9	5,1	5,5
	1979	4,4	4,4	3,7	3,8	3,8	3,6	3,7	3,4	3,4	3,3	3,1	3,3	3,7
Revendeurs	1980	3,0	2,9	3,0	3,0	3,0	3,1	3,5	3,5	3,2	3,3	2,9	2,6	3,1
réunis	1981	2,4	2,5	2,9	2,8	3,2	3,4	3,4	3,1	4,4	4,7	4,6	5,8	3,6
	1982	5,1	5,3	5,9	5,8	6,2	6,7	5,3	5,4	6,1	5,9	6,4	5,6	5,8
	1983	5,4	5,0	5,5	5,1	5,3	4,8	6,0	5,2	3,8	4,8	4,7	4,5	5,0

TABLEAU L-11

Marges bénéficiaires brutes mensuelles accessibles aux deux plus gros et aux deux plus petits revendeurs d'essence ordinaire au plomb, ainsi qu'aux revendeurs réunis du même produit, de 1979 à 1983, en cents par litre

	Année	janvier	février	mars	avril	mai	juin	juillet	août	septembre	octobre	novembre	décembre	Moyenne
							a) Toronto métropolitain/Ontario							
	1979	2,8	1,7	2,1	2,2	1,7	1,6	1,9	2,5	2,0	2,4	2,5	2,5	2,2
Les deux	1980	2,2	2,2	2,0	2,5	2,1	3,1	3,3	3,6	3,8	4,7	4,8	4,6	3,2
plus gros	1981	4,2	4,2	4,1	4,5	4,6	4,6	5,0	5,4	5,6	5,5	5,5	5,5	4,9
revendeurs	1982	5,2	5,4	4,5	4,9	5,9	4,9	5,6	6,9	6,1	4,8	6,5	6,9	5,6
	1983	6,2	8,0	9,2	3,2	5,4	9,4	8,7	8,1	7,8	5,7	5,2	8,3	7,1
	1979	3,2	3,2	1,9	1,7	2,2	1,3	1,6	2,1	2,4	2,1	2,0	2,2	2,2
Les deux	1980	2,0	2,0	1,7	1,7	1,6	1,7	2,6	1,9	2,4	1,9	2,9	2,9	2,1
plus petits	1981	2,9	2,9	3,0	3,1	3,1	3,1	3,1	3,4	3,0	3,0	2,6	1,6	2,9
revendeurs	1982	2,9	2,6	2,3	3,4	4,3	3,7	4,2	6,0	5,7	2,4	4,5	4,8	3,9
	1983	2,0	2,4	5,8	(2,5)	(5,0)	5,9	5,4	6,5	5,6	2,7	1,1	4,7	2,9
	1979	3,4	3,4	3,2	3,3	2,7	2,8	2,9	3,3	2,7	3,1	3,1	3,2	3,1
Revendeurs	1980	2,8	2,7	2,8	2,7	2,9	2,8	3,0	3,0	3,4	3,1	3,0	3,2	3,0
réunis	1981	3,7	3,7	3,9	3,9	4,3	4,3	4,4	4,9	4,6	4,8	4,9	4,6	4,3
	1982	4,6	4,9	4,5	4,6	5,3	4,0	5,1	6,3	5,4	3,6	5,9	6,3	5,0
	1983	4,0	5,7	9,2	1,7	0,0	14,4	10,7	8,2	7,7	6,2	4,9	9,6	6,9
							b) Montréal métropolitain/Québec							
	1979	2,0	2,7	3,1	3,3	2,6	3,2	3,1	3,0	2,4	2,7	3,0	2,6	2,8
Les deux	1980	3,6	2,8	2,6	2,9	3,1	3,7	4,4	3,8	4,8	3,7	3,7	4,0	3,6
plus gros	1981	3,7	3,9	4,0	3,3	3,6	5,8	5,6	5,8	6,3	6,4	7,0	5,7	5,1
revendeurs	1982	5,6	4,5	4,9	6,4	6,2	6,4	6,8	7,0	6,5	7,1	5,9	5,9	6,1
	1983	5,3	3,2	9,1	4,0	3,8	6,9	7,6	7,5	5,4	6,5	4,0	9,7	6,1
	1979	1,5	1,5	2,3	2,2	1,3	2,1	2,1	1,9	1,3	1,4	1,8	1,6	1,8
Les deux	1980	1,8	1,4	1,3	1,6	1,6	1,7	2,3	1,6	2,8	1,3	1,6	1,5	1,7
plus petits	1981	2,1	1,6	1,6	1,1	3,6	2,7	1,9	3,6	2,1	1,6	2,9	1,3	2,2
revendeurs	1982	0,1	(0,1)	0,1	4,8	2,3	5,3	2,3	4,3	4,3	3,2	2,6	1,6	2,6
	1983	1,4	(0,2)	4,9	1,3	(0,5)	3,8	2,9	3,6	4,3	3,7	1,3	6,3	2,7
	1979	3,2	3,0	3,3	3,6	2,2	3,0	3,8	4,4	4,5	3,1	3,4	3,1	3,4
Revendeurs	1980	3,0	2,9	2,9	3,0	3,2	3,1	3,8	3,6	4,5	3,4	3,3	3,6	3,4
réunis	1981	3,8	3,6	3,6	3,5	4,0	4,5	4,8	4,7	5,5	5,6	6,3	5,2	4,6
	1982	4,8	3,4	3,3	5,4	6,2	5,1	5,7	6,9	7,0	6,4	6,2	6,5	5,6
	1983	5,3	2,6	7,6	3,6	2,9	8,3	6,8	6,9	5,0	6,0	2,9	9,6	5,6

TABLEAU L-12

Marges bénéficiaires brutes mensuelles accessibles aux deux plus gros et aux deux plus petits revendeurs d'essence ordinaire au plomb, ainsi qu'aux revendeurs réunis du même produit, de 1979 à 1983, en cents constants de 1981 par litre

	Année	janvier	février	mars	avril	mai	juin	juillet	août	septembre	octobre	novembre	décembre	Moyenne
a) Toronto métropolitain/Ontario														
Les deux plus gros revendeurs	1979	3,6	2,2	2,7	2,8	2,1	2,0	2,3	3,1	2,4	2,9	3,0	3,0	2,7
	1980	2,6	2,6	2,3	2,9	2,4	3,5	3,7	4,0	4,2	5,1	5,2	4,9	3,6
	1981	4,4	4,4	4,2	4,6	4,7	4,6	4,9	5,3	5,5	5,3	5,3	5,3	4,9
	1982	4,9	5,1	4,2	4,5	5,3	4,4	5,0	6,1	5,4	4,2	5,6	6,0	5,1
	1983	5,4	6,9	7,9	2,8	4,6	7,9	7,3	6,8	6,5	4,8	4,3	6,9	6,0
Les deux plus petits revendeurs	1979	4,2	4,1	2,4	2,1	2,7	1,6	2,0	2,6	2,9	2,5	2,4	2,6	2,7
	1980	2,4	2,3	2,0	2,0	1,8	1,9	2,9	2,1	2,6	2,1	3,1	3,1	2,4
	1981	3,1	3,0	3,1	3,2	3,2	3,1	3,1	3,3	2,9	2,9	2,5	1,5	2,9
	1982	2,8	2,4	2,1	3,1	3,9	3,3	3,7	5,3	5,0	2,1	3,9	4,2	3,5
	1983	1,7	2,1	5,0	(2,2)	(4,3)	5,0	4,6	5,4	4,7	2,3	0,9	3,9	2,4
Revendeurs réunis	1979	4,4	4,4	4,1	4,2	3,4	3,5	3,6	4,1	3,3	3,8	3,7	3,8	3,9
	1980	3,3	3,2	3,2	3,1	3,3	3,2	3,4	3,3	3,7	3,4	3,2	3,4	3,3
	1981	3,9	3,9	4,0	4,0	4,4	4,3	4,4	4,8	4,5	4,6	4,7	4,4	4,3
	1982	4,4	4,6	4,2	4,2	4,8	3,6	4,5	5,3	4,8	3,2	5,1	5,5	4,5
	1983	3,5	4,9	7,9	1,5	0,0	12,1	9,0	6,9	6,4	5,2	4,1	8,0	5,8
b) Montréal métropolitain/Québec														
Les deux plus gros revendeurs	1979	2,6	3,5	3,9	4,2	3,3	4,0	3,8	3,7	2,9	3,3	3,6	3,1	3,5
	1980	4,3	3,3	3,0	3,4	3,5	4,2	4,9	4,2	5,3	4,0	4,0	4,3	4,0
	1981	3,9	4,1	4,1	3,4	3,7	5,8	5,6	5,7	6,2	6,2	6,7	5,4	5,1
	1982	5,3	4,2	4,5	5,9	5,6	5,7	6,0	6,2	5,7	6,2	5,1	5,1	5,5
	1983	4,6	2,8	7,8	3,4	4,2	5,9	6,4	6,3	4,5	5,4	3,3	8,1	5,1
Les deux plus petits revendeurs	1979	2,0	1,9	2,9	2,8	1,6	2,6	2,6	2,3	1,6	1,7	2,2	1,9	2,2
	1980	2,1	1,6	1,5	1,9	1,8	1,9	2,6	1,8	3,1	1,4	1,7	1,6	1,9
	1981	2,2	1,7	1,7	1,1	3,7	2,7	1,9	3,5	2,1	1,6	2,8	1,2	2,2
	1982	0,1	(0,1)	0,1	4,4	2,1	4,7	2,0	3,8	3,8	2,8	2,3	1,4	2,3
	1983	1,2	(0,2)	4,2	1,1	(0,4)	3,2	2,5	3,0	3,6	3,1	1,1	5,2	2,3
Revendeurs réunis	1979	4,2	3,9	4,2	4,5	2,8	3,8	4,7	5,4	5,5	3,7	4,1	3,7	4,2
	1980	3,6	3,4	3,4	3,5	3,7	3,5	4,2	4,0	4,9	3,7	3,5	3,9	3,8
	1981	4,0	3,8	3,7	3,6	4,1	4,5	4,8	4,6	5,4	5,4	6,1	4,9	4,6
	1982	4,5	3,2	3,0	4,9	5,6	4,6	5,1	6,1	6,1	5,6	5,4	5,6	5,0
	1983	4,5	2,3	6,5	3,1	(2,5)	7,0	5,8	5,8	4,2	5,0	2,4	8,0	4,8

TABLEAU L-13

Marges bénéficiaires brutes mensuelles accessibles aux deux plus gros et aux deux plus petits revendeurs d'essence ordinaire sans plomb, ainsi qu'aux revendeurs réunis du même produit, de 1979 à 1983, en cents par litre

	Année	janvier	février	mars	avril	mai	juin	juillet	août	septembre	octobre	novembre	décembre	Moyenne
a) Toronto métropolitain/Ontario														
Les deux plus gros revendeurs	1979	3,6	2,3	2,9	2,8	2,5	2,3	2,6	2,8	2,7	2,9	2,9	3,0	2,8
	1980	2,6	2,6	2,4	2,6	2,5	3,3	3,4	3,4	3,2	4,9	4,7	5,0	3,4
	1981	4,5	4,5	4,7	5,0	4,5	5,0	5,4	5,4	5,9	5,7	6,0	6,6	5,3
	1982	5,7	5,9	5,8	5,5	6,6	5,7	5,6	6,8	7,7	6,3	6,8	7,0	6,3
	1983	6,7	8,7	9,4	5,2	7,9	9,3	8,6	8,2	8,4	5,5	4,5	8,1	7,5
Les deux plus petits revendeurs	1979	n.d.	n.d.	2,1	1,8	2,6	1,4	1,7	2,1	2,5	1,7	2,0	1,6	2,0
	1980	2,0	1,9	1,2	0,8	0,9	0,8	(1,7)	0,6	2,4	1,1	2,8	n.d.	1,2
	1981	n.d.	n.d.	n.d.	2,8	n.d.	n.d.	n.d.	2,8	n.d.	n.d.	2,3	n.d.	2,6
	1982	3,9	3,2	4,2	4,6	5,6	5,2	4,8	6,4	8,1	4,4	5,4	4,9	5,1
	1983	1,5	2,7	6,4	0,2	(1,0)	7,8	5,9	6,7	6,2	2,6	0,2	4,3	3,6
Revendeurs réunis	1979	4,0	4,0	3,8	3,8	3,5	3,3	3,6	3,7	3,4	3,9	3,9	3,8	3,7
	1980	3,1	3,0	2,9	2,9	3,2	3,0	3,1	3,0	3,0	3,5	3,2	3,4	3,1
	1981	3,9	4,0	4,1	4,2	4,3	4,3	4,6	4,7	4,8	5,0	5,0	5,3	4,5
	1982	5,1	5,4	5,4	5,6	6,0	4,6	4,9	6,0	6,4	5,1	6,2	6,1	5,6
	1983	4,4	6,3	8,6	3,4	1,6	12,0	10,2	7,9	8,2	5,6	4,3	9,1	6,8
b) Montréal métropolitain/Québec														
Les deux plus gros revendeurs	1979	2,7	3,3	4,2	3,6	2,7	3,5	3,3	3,4	3,1	3,3	3,3	3,4	3,3
	1980	3,9	4,0	3,3	3,5	3,6	3,7	3,7	4,1	3,7	4,3	4,6	4,7	3,9
	1981	4,4	4,7	4,7	4,1	4,8	6,6	6,5	6,6	7,3	7,4	7,0	6,9	5,9
	1982	7,4	6,0	5,8	6,8	7,2	7,5	7,6	7,4	7,6	7,8	7,9	6,8	7,2
	1983	5,8	4,3	9,8	4,7	6,8	7,9	8,6	7,5	7,0	6,3	5,1	6,9	6,7
Les deux plus petits revendeurs	1979	2,3	2,3	3,6	2,5	1,6	2,3	2,4	2,4	2,5	2,6	2,6	1,9	2,4
	1980	3,4	2,7	2,5	2,5	2,4	2,6	2,6	2,2	2,5	2,3	3,6	2,8	2,7
	1981	2,3	4,4	4,9	3,7	5,9	3,4	3,4	3,4	4,0	3,5	3,9	3,0	3,8
	1982	4,0	2,2	2,3	3,1	5,8	4,7	4,6	4,6	8,1	6,8	6,3	3,5	4,7
	1983	4,3	0,3	7,7	3,8	4,6	5,0	3,3	3,8	5,3	3,2	2,8	5,9	4,2
Revendeurs réunis	1979	4,0	3,9	4,4	3,2	2,5	3,9	4,2	5,0	6,3	4,1	4,0	4,1	4,1
	1980	4,0	4,2	3,9	3,9	4,0	3,9	4,0	4,2	4,1	4,0	4,5	4,5	4,1
	1981	4,4	4,6	4,2	4,6	5,1	5,1	5,6	5,5	6,3	6,4	6,1	6,1	5,3
	1982	6,6	5,1	3,9	5,8	6,8	5,9	6,3	7,4	8,0	7,3	7,8	7,4	6,5
	1983	5,4	3,7	8,1	4,1	4,7	8,5	7,4	6,9	6,0	5,5	3,9	7,6	6,0

TABLEAU L-14

Marges bénéficiaires brutes mensuelles accessibles aux deux plus gros et aux deux plus petits revendeurs d'essence ordinaire sans plomb, ainsi qu'aux revendeurs réunis du même produit, de 1979 à 1983, en cents constants de 1981 par litre

	Année	janvier	février	mars	avril	mai	juin	juillet	août	septembre	octobre	novembre	décembre	Moyenne
a) Toronto métropolitain/Ontario														
Les deux plus gros revendeurs	1979	4,7	3,0	3,7	3,5	3,1	2,9	3,2	3,4	3,3	3,5	3,5	3,6	3,5
	1980	3,1	3,0	2,8	3,0	2,9	3,7	3,8	3,8	3,5	5,3	5,1	5,4	3,8
	1981	4,8	4,7	4,9	5,1	4,6	5,0	5,3	5,3	5,8	5,5	5,8	6,3	5,3
	1982	5,4	5,5	5,4	5,0	6,0	5,1	5,0	6,0	6,8	5,5	5,9	6,1	5,6
	1983	5,8	7,5	8,0	4,5	6,8	7,8	7,2	6,9	7,0	4,6	3,8	6,7	6,4
Les deux plus petits revendeurs	1979	n.d.	n.d.	2,6	2,3	3,2	1,7	2,1	2,6	3,0	2,1	2,4	1,9	2,4
	1980	2,4	2,2	1,4	0,9	1,0	0,9	(1,9)	0,7	2,6	1,2	3,0	n.d.	1,3
	1981	n.d.	n.d.	n.d.	2,9	n.d.	n.d.	n.d.	2,8	n.d.	n.d.	2,2	n.d.	2,6
	1982	3,7	3,0	3,9	4,2	5,1	4,6	4,3	5,7	7,1	3,9	4,7	4,2	4,5
	1983	1,3	2,3	5,5	0,2	(0,9)	6,6	5,0	5,6	5,2	2,2	0,2	3,6	3,1
Revendeurs réunis	1979	5,2	5,1	4,8	4,8	4,4	4,1	4,4	4,5	4,1	4,7	4,7	4,5	4,6
	1980	3,7	3,5	3,4	3,3	3,6	3,4	3,5	3,3	3,3	3,8	3,5	3,6	3,5
	1981	4,1	4,2	4,2	4,3	4,4	4,3	4,5	4,6	4,7	4,8	4,8	5,1	4,5
	1982	4,9	5,1	5,0	5,1	5,4	4,1	4,4	5,3	5,6	4,5	5,4	5,3	5,0
	1983	3,8	5,4	7,4	2,9	1,4	10,1	8,6	6,6	6,9	4,7	3,6	7,6	5,8
b) Montréal métropolitain/Québec														
Les deux plus gros revendeurs	1979	3,5	4,2	5,3	4,5	3,4	4,4	4,1	4,2	3,8	4,0	4,0	4,0	4,1
	1980	4,6	4,7	3,8	4,1	4,1	4,2	4,1	4,5	4,1	4,7	4,9	5,0	4,4
	1981	4,6	4,9	4,9	4,2	4,9	6,6	6,5	6,5	7,1	7,2	6,7	6,5	5,9
	1982	7,0	5,6	5,4	6,2	6,5	6,7	6,7	6,5	6,7	6,8	6,8	5,9	6,4
	1983	5,1	3,7	8,4	4,0	5,8	6,7	7,3	6,3	5,9	5,3	4,2	5,7	5,7
Les deux plus petits revendeurs	1979	3,0	3,0	4,6	3,1	2,0	2,9	3,0	2,9	3,0	3,1	3,1	2,3	3,0
	1980	4,0	3,2	2,9	2,9	2,7	2,9	2,9	2,4	2,7	2,5	3,9	3,0	3,0
	1981	2,4	4,6	5,1	3,8	6,0	3,4	3,3	3,3	3,9	3,4	3,8	2,8	3,8
	1982	3,8	2,0	2,1	2,8	5,2	4,2	4,1	4,1	7,1	5,9	5,5	3,0	4,2
	1983	3,8	0,3	6,6	3,3	3,9	4,2	2,8	3,2	4,5	2,7	2,3	4,9	3,5
Revendeurs réunis	1979	5,2	5,0	5,6	4,0	3,1	4,9	5,2	6,1	7,7	4,9	4,8	4,9	5,1
	1980	4,7	4,9	4,5	4,5	4,6	4,4	4,5	4,6	4,5	4,4	4,8	4,8	4,6
	1981	4,6	4,8	4,3	4,7	5,2	5,1	5,6	5,4	6,2	6,2	5,9	5,8	5,3
	1982	6,2	4,7	3,6	5,3	6,1	5,3	5,6	6,5	7,0	6,4	6,8	6,4	5,8
	1983	4,7	3,2	7,0	3,5	4,0	7,2	6,3	5,8	5,0	4,6	3,2	6,3	5,1

TABLEAU L-15

Marges bénéficiaires brutes mensuelles (fondées sur les données touchant les réalisations moyennes pondérées) accessibles aux deux plus gros et aux deux plus petits revendeurs d'essence ordinaire au plomb, ainsi qu'aux revendeurs réunis du même produit, de 1979 à 1983, en cents par litre

	Année	janvier	février	mars	avril	mai	juin	juillet	août	septembre	octobre	novembre	décembre	Moyenne
a) Toronto métropolitain/Ontario														
Les deux plus gros revendeurs	1979	3,1	2,1	2,4	2,5	1,8	1,8	2,1	2,9	2,3	2,7	3,0	3,2	2,5
	1980	2,9	2,6	2,7	3,0	3,0	4,0	4,2	4,2	3,8	4,4	4,3	4,4	3,6
	1981	4,3	4,1	4,5	4,6	4,6	4,5	4,5	5,3	5,1	5,1	5,0	5,0	4,7
	1982	4,8	5,2	3,7	4,9	5,5	4,3	5,1	6,9	6,4	5,6	6,6	7,6	5,6
	1983	5,4	7,6	9,4	3,3	4,0	10,2	9,6	8,0	7,8	6,7	7,3	9,5	7,4
Les deux plus petits revendeurs	1979	3,2	3,2	1,5	1,2	2,9	0,9	1,2	1,8	1,8	2,2	1,8	2,1	2,0
	1980	1,7	1,6	1,5	1,0	0,7	0,9	2,6	1,1	1,7	1,2	2,9	2,9	1,7
	1981	2,9	2,9	3,0	3,1	3,1	3,1	3,1	3,4	3,0	3,0	2,6	1,6	2,9
	1982	3,4	4,0	3,2	4,2	4,8	4,5	5,0	6,8	6,9	3,1	5,2	5,2	4,7
	1983	1,9	2,3	6,7	(1,8)	(4,5)	6,5	5,6	6,7	5,5	2,6	1,2	4,7	3,1
Revendeurs réunis	1979	3,4	3,4	3,3	3,3	2,8	2,9	3,0	3,4	2,7	3,2	3,1	3,2	3,1
	1980	2,8	2,8	2,8	2,7	3,0	2,8	3,0	3,0	3,5	3,2	3,1	3,2	3,0
	1981	3,6	3,5	3,8	3,8	4,0	4,0	3,9	4,5	4,3	4,5	4,6	4,4	4,1
	1982	4,3	4,7	4,1	5,0	5,0	3,8	4,8	6,0	5,2	3,4	5,8	6,1	4,9
	1983	4,2	5,9	8,7	2,0	0,3	13,5	10,2	8,3	7,6	6,0	4,6	8,6	6,6
b) Montréal métropolitain/Québec														
Les deux plus gros revendeurs	1979	2,3	2,8	3,2	3,7	2,6	3,5	3,3	3,2	3,3	3,0	3,1	2,7	3,1
	1980	4,1	2,9	2,9	3,1	3,5	3,9	4,7	4,0	5,1	4,1	4,2	4,3	3,9
	1981	4,0	3,6	5,0	3,5	3,7	5,6	5,7	5,5	6,4	6,4	7,0	5,4	5,2
	1982	5,2	4,2	5,2	6,7	6,8	6,0	6,6	7,1	6,2	6,7	6,1	5,4	6,0
	1983	4,7	2,5	8,4	4,4	3,7	8,3	8,8	8,7	6,6	7,5	4,5	10,8	6,6
Les deux plus petits revendeurs	1979	1,6	1,4	2,3	2,3	1,6	2,1	2,4	2,1	1,3	1,5	1,8	1,8	1,9
	1980	1,8	2,3	1,7	1,8	2,7	1,7	3,3	2,1	3,2	2,2	2,2	2,0	2,3
	1981	2,5	2,3	3,5	2,0	2,7	3,1	2,4	2,8	2,6	2,2	3,8	2,1	2,7
	1982	1,1	0,5	1,8	5,5	3,8	4,4	4,6	5,0	5,8	5,1	3,1	2,4	3,6
	1983	1,9	0,3	4,7	3,1	1,4	3,6	3,3	3,2	4,6	3,9	2,8	7,0	3,3
Revendeurs réunis	1979	3,4	3,1	3,6	3,9	2,9	3,7	3,8	4,2	3,4	3,2	3,3	3,1	3,5
	1980	3,2	2,9	3,0	2,9	3,3	3,2	3,8	3,4	4,3	3,3	3,2	3,4	3,3
	1981	4,1	3,6	3,6	3,5	4,1	4,8	5,2	5,1	5,6	5,8	6,4	5,4	4,8
	1982	4,9	3,8	3,5	5,5	6,2	5,3	5,9	7,0	6,9	6,2	6,0	6,4	5,6
	1983	5,3	2,2	7,5	3,6	2,5	7,6	6,7	6,7	4,8	5,8	3,0	9,6	5,4

TABLEAU L-16

Marges bénéficiaires brutes mensuelles (fondées sur les données touchant les réalisations moyennes pondérées) accessibles aux deux plus gros et aux deux plus petits revendeurs d'essence ordinaire au plomb, ainsi qu'aux revendeurs réunis du même produit, de 1979 à 1983, en cents constants de 1981 par litre

	Année	janvier	février	mars	avril	mai	juin	juillet	août	septembre	octobre	novembre	décembre	Moyenne
a) Toronto métropolitain/Ontario														
Les deux plus gros revendeurs	1979	4,0	2,7	3,0	3,2	2,2	2,2	2,6	3,6	2,8	3,3	3,6	3,8	3,1
	1980	3,4	3,0	3,1	3,5	3,4	4,5	4,7	4,7	4,2	4,8	4,7	4,7	4,1
	1981	4,6	4,3	4,6	4,7	4,7	4,5	4,5	5,2	5,0	4,9	4,8	4,8	4,7
	1982	4,6	4,9	3,4	4,5	5,0	3,8	4,5	6,1	5,6	4,9	5,7	6,6	5,0
	1983	4,7	6,6	8,0	2,8	3,4	8,6	8,1	6,7	6,5	5,6	6,1	7,9	6,3
Les deux plus petits revendeurs	1979	4,2	4,1	1,9	1,5	3,6	1,1	1,5	2,2	2,2	2,7	2,2	2,5	2,5
	1980	2,0	1,9	1,7	1,2	0,8	1,0	2,9	1,2	1,9	1,3	3,1	3,1	1,8
	1981	3,1	3,0	3,1	3,2	3,2	3,1	3,1	3,3	2,9	2,9	2,5	1,5	2,9
	1982	3,2	3,8	3,0	3,8	4,3	4,0	4,4	6,0	6,1	2,7	4,5	4,5	4,2
	1983	1,7	2,0	5,7	(1,5)	(3,9)	5,5	4,7	5,6	4,6	2,2	1,0	3,9	2,6
Revendeurs réunis	1979	4,4	4,4	4,2	4,2	3,5	3,6	3,7	4,2	3,3	3,9	3,7	3,8	3,9
	1980	3,3	3,3	3,2	3,1	3,4	3,2	3,4	3,3	3,9	3,5	3,4	3,4	3,4
	1981	3,8	3,7	3,9	3,9	4,1	4,0	3,9	4,4	4,2	4,3	4,4	5,8	4,2
	1982	4,1	4,4	3,8	4,6	4,5	3,4	4,3	5,3	4,6	3,0	5,0	5,3	4,4
	1983	3,7	5,1	7,4	1,7	0,3	11,4	8,6	7,0	6,4	5,0	3,8	7,1	5,6
b) Montréal métropolitain/Québec														
Les deux plus gros revendeurs	1979	3,0	3,6	4,1	4,7	3,3	4,4	4,1	3,9	4,0	3,6	3,7	3,2	3,8
	1980	4,9	3,4	3,4	3,6	4,0	4,4	5,3	4,4	5,6	4,5	4,5	4,6	4,4
	1981	4,2	3,8	5,2	3,6	3,8	5,6	5,7	5,4	6,3	6,2	6,7	5,1	5,1
	1982	4,9	3,9	4,8	6,1	6,1	5,4	5,9	6,3	5,4	5,9	5,3	4,7	5,4
	1983	4,1	2,2	7,2	3,8	3,2	7,0	7,5	7,3	5,5	6,3	3,7	9,0	5,6
Les deux plus petits revendeurs	1979	2,1	1,8	2,9	2,9	2,0	2,6	3,0	2,6	1,6	1,8	2,2	2,1	2,3
	1980	2,1	2,7	2,0	2,1	3,1	1,9	3,7	2,3	3,5	2,4	2,4	2,1	2,5
	1981	2,6	2,4	3,6	2,0	2,7	3,1	2,4	2,8	2,5	2,1	3,7	2,0	2,7
	1982	1,0	0,5	1,7	5,0	3,4	3,9	4,1	4,4	5,1	4,5	2,7	2,1	3,2
	1983	1,7	0,3	4,0	2,7	1,2	3,1	2,8	2,7	3,9	3,3	2,3	5,8	2,8
Revendeurs réunis	1979	4,4	4,0	4,6	4,9	3,6	4,6	4,7	5,2	4,1	3,9	3,9	3,7	4,3
	1980	3,8	3,4	3,5	3,4	3,8	3,6	4,2	3,8	4,7	3,6	3,4	3,6	3,7
	1981	4,3	3,8	3,7	3,6	4,2	4,8	5,2	5,0	5,5	5,6	6,2	5,1	4,8
	1982	4,6	3,5	3,2	5,0	5,6	4,7	5,2	6,2	6,1	5,4	5,2	5,6	5,0
	1983	4,6	1,9	6,5	3,1	2,1	6,5	5,7	5,6	4,0	4,8	2,5	8,0	4,6

TABLEAU L-17

Marges bénéficiaires brutes mensuelles (fondées sur les données concernant les réalisations moyennes pondérées) accessibles aux deux plus gros et aux deux plus petits revendeurs d'essence ordinaire sans plomb, ainsi qu'aux revendeurs réunis du même produit, de 1979 à 1983, en cents par litre

	Année	janvier	février	mars	avril	mai	juin	juillet	août	septembre	octobre	novembre	décembre	Moyenne
a) Toronto métropolitain/Ontario														
	1979	3,9	2,9	3,3	3,1	2,8	2,8	2,8	3,2	3,1	3,1	3,5	3,8	3,2
Les deux	1980	3,6	3,3	3,1	3,4	3,7	4,7	4,4	4,2	3,6	4,8	4,8	4,9	4,0
plus gros	1981	4,9	4,7	5,1	5,3	4,9	5,1	5,2	5,4	5,5	5,6	5,4	6,2	5,3
revendeurs	1982	5,5	5,9	5,1	5,4	6,2	5,2	5,1	6,6	7,7	7,3	7,1	7,7	6,2
	1983	6,2	8,3	8,9	5,2	6,6	9,9	9,6	8,1	8,5	6,6	6,7	9,3	7,8
	1979	n.d.	n.d.	2,2	2,0	3,0	1,4	1,7	2,1	2,5	1,5	2,3	1,6	2,0
Les deux	1980	2,3	2,0	1,2	0,8	0,9	0,8	(1,7)	0,6	2,3	1,1	2,8	n.d.	1,2
plus petits	1981	n.d.	n.d.	n.d.	2,8	n.d.	n.d.	n.d.	2,8	n.d.	n.d.	2,3	n.d.	2,6
revendeurs	1982	4,1	3,1	4,2	4,5	5,6	5,2	4,7	6,3	8,1	4,4	5,4	4,9	5,0
	1983	1,5	n.d.	6,4	0,2	(0,9)	7,8	5,9	6,7	6,2	2,6	0,8	4,9	3,8
	1979	4,0	4,0	3,9	3,8	3,5	3,4	3,7	3,7	3,4	3,9	3,9	3,9	3,8
Revendeurs	1980	3,2	3,2	3,0	2,9	3,2	3,0	3,2	3,1	3,1	3,5	3,2	3,4	3,2
réunis	1981	3,9	3,9	4,0	4,1	4,1	4,1	4,2	4,3	4,5	4,7	4,7	5,1	4,3
	1982	4,8	5,3	5,0	5,0	5,6	4,3	4,7	5,4	6,1	4,8	5,9	5,9	5,2
	1983	4,2	6,5	8,1	3,8	2,3	10,3	9,6	7,7	7,9	5,4	4,0	8,3	6,5
b) Montréal métropolitain/Québec														
	1979	3,2	3,4	4,4	4,0	2,6	4,0	3,7	3,5	4,1	3,9	3,5	3,8	3,7
Les deux	1980	4,5	4,0	3,5	3,8	4,2	4,5	4,6	4,5	4,7	4,7	5,1	5,0	4,4
plus gros	1981	4,8	4,5	5,0	4,0	4,4	5,9	6,8	6,4	7,6	7,6	7,1	6,8	5,9
revendeurs	1982	6,7	5,8	5,4	7,4	9,1	6,8	7,4	7,5	7,2	7,7	8,0	6,2	7,1
	1983	5,2	3,4	9,2	5,1	7,0	8,4	8,8	8,3	7,9	7,0	5,5	7,8	7,0
	1979	2,6	2,0	3,5	2,4	1,5	2,0	2,1	2,3	2,3	2,3	2,2	0,7	2,2
Les deux	1980	2,8	2,2	1,9	1,9	2,1	2,1	2,1	1,9	2,0	2,0	4,0	2,6	2,3
plus petits	1981	1,8	4,4	4,8	3,6	7,2	2,7	3,4	3,3	4,1	3,5	3,7	2,7	3,8
revendeurs	1982	4,0	2,3	2,3	3,0	7,8	4,0	4,0	3,9	n.d.	8,8	8,4	3,3	4,7
	1983	6,3	1,0	9,0	7,4	7,4	4,7	3,4	3,5	6,1	2,8	3,4	6,0	5,1
	1979	4,0	3,9	4,7	4,1	3,3	4,3	4,2	4,4	4,2	4,2	3,9	4,2	4,1
Revendeurs	1980	4,1	4,2	3,9	4,2	4,0	4,0	4,3	4,0	4,0	3,8	4,4	4,3	4,1
réunis	1981	4,8	5,1	4,1	4,3	4,9	5,5	6,2	6,0	6,2	6,5	6,4	6,4	5,5
	1982	6,8	5,2	4,2	5,9	7,3	6,3	6,5	7,5	7,9	7,3	7,7	7,3	6,7
	1983	5,3	3,6	8,2	3,8	4,6	7,7	6,9	6,7	5,8	5,3	3,9	7,4	5,8

TABLEAU L-18

Marges bénéficiaires brutes mensuelles (fondées sur les données touchant les réalisations moyennes pondérées) accessibles aux deux plus gros et aux deux plus petits revendeurs d'essence ordinaire sans plomb, ainsi qu'aux revendeurs réunis du même produit, de 1979 à 1983, en cents constants de 1981 par litre

	Année	janvier	février	mars	avril	mai	juin	juillet	août	septembre	octobre	novembre	décembre	Moyenne
							a) Toronto métropolitain/Ontario							
Les deux plus gros revendeurs	1979	5,1	3,7	4,2	3,9	3,5	3,5	3,4	3,9	3,8	3,7	4,2	4,5	4,0
	1980	4,3	3,9	3,6	3,9	4,2	5,3	4,9	4,7	4,0	5,2	5,2	5,3	4,5
	1981	5,2	4,9	5,3	5,4	5,0	5,1	5,1	5,3	5,4	5,4	5,2	5,9	5,3
	1982	5,2	5,5	4,7	4,9	5,6	4,6	4,5	5,8	6,8	6,4	6,2	6,7	5,6
	1983	5,4	7,2	7,6	4,5	5,7	8,3	8,1	6,8	7,1	5,5	5,6	7,7	6,6
Les deux plus petits revendeurs	1979	n.d.	n.d.	2,8	2,5	3,7	1,7	2,1	2,6	3,0	1,8	2,7	1,9	2,5
	1980	2,7	2,3	1,4	0,9	1,0	0,9	(1,9)	0,7	2,5	1,2	3,0	n.d.	1,3
	1981	n.d.	n.d.	n.d.	2,9	n.d.	n.d.	n.d.	2,8	n.d.	n.d.	2,2	n.d.	2,6
	1982	3,9	2,9	3,9	4,1	5,1	4,6	4,2	5,6	7,1	3,9	4,7	4,2	4,5
	1983	1,3	n.d.	5,5	0,2	(0,8)	6,6	5,0	5,6	5,2	2,2	0,7	4,1	3,2
Revendeurs réunis	1979	5,2	5,1	4,9	4,8	4,4	4,2	4,6	4,5	4,1	4,7	4,7	4,6	4,7
	1980	3,8	3,8	3,5	3,3	3,6	3,4	3,6	3,4	3,4	3,8	3,5	3,6	3,6
	1981	4,1	4,1	4,1	4,2	4,2	4,1	4,2	4,2	4,4	4,5	4,5	4,9	4,3
	1982	4,7	5,0	4,6	4,6	5,1	3,8	4,2	4,8	5,4	4,2	5,1	5,1	4,7
	1983	3,7	5,6	6,9	3,3	2,0	8,7	8,1	6,4	6,6	4,5	3,3	6,9	5,5
							b) Montréal métropolitain/Québec							
Les deux plus gros revendeurs	1979	4,2	4,4	5,6	5,0	3,3	5,0	4,6	4,3	5,0	4,7	4,2	4,5	4,6
	1980	5,3	4,7	4,1	4,4	4,8	5,1	5,2	5,0	5,2	5,1	5,5	5,4	5,0
	1981	5,1	4,7	5,2	4,1	4,5	5,9	6,7	6,3	7,4	7,3	6,8	6,5	5,9
	1982	6,3	5,4	5,0	6,8	8,2	6,1	6,6	6,6	6,3	6,7	7,0	5,4	6,4
	1983	4,5	3,0	7,9	4,4	6,0	7,1	7,4	7,0	6,6	5,8	4,6	6,5	5,9
Les deux plus petits revendeurs	1979	3,4	2,6	4,5	3,0	1,9	2,5	2,6	2,8	2,8	2,8	2,6	0,8	2,7
	1980	3,3	2,6	2,2	2,2	2,4	2,4	2,4	2,1	2,2	2,2	4,3	2,8	2,6
	1981	1,9	4,6	5,0	3,7	7,3	2,7	3,4	3,2	4,0	3,4	3,6	2,6	3,8
	1982	3,8	2,1	2,1	2,7	7,1	3,6	3,6	3,5	n.d.	7,7	7,3	2,9	4,2
	1983	5,5	0,9	7,7	6,4	6,3	4,0	2,9	2,9	5,1	2,3	2,8	5,0	4,3
Revendeurs réunis	1979	5,2	5,0	6,0	5,2	4,1	5,4	5,2	5,4	5,1	5,1	4,7	5,0	5,1
	1980	4,9	4,9	4,5	4,9	4,6	4,5	4,8	4,4	4,4	4,1	4,8	4,6	4,6
	1981	5,1	5,3	4,2	4,4	5,0	5,5	6,1	5,9	6,1	6,3	6,1	6,1	5,5
	1982	6,4	4,8	3,9	5,4	6,6	5,6	5,8	6,6	7,0	6,4	6,7	6,3	6,0
	1983	4,6	3,1	7,1	3,3	3,9	6,5	5,8	5,6	4,9	4,4	3,3	6,1	4,9

M

Les difficultés suscitées par la rareté du mazout, dans l'Est du Canada, pendant l'hiver de 1978-1979

La période comprise entre la fin de janvier et la fin de février de 1979 a été marquée par une diminution brutale des approvisionnements de mazout aux particuliers, compte tenu de la demande existant dans la province de Québec et dans certaines régions de l'Est ontarien. Cette situation a amené un petit nombre de revendeurs à formuler auprès de la Commission des plaintes selon lesquelles les raffineurs avaient, de propos délibéré, réduit ou retenu les approvisionnements qui leur étaient destinés, de façon à les évincer du marché. La présente analyse a pour but d'éclaircir ce point.

Le secteur du marché principalement touché était alors celui desservi par les raffineries montréalaises et par celle d'Ultramar à Saint-Romuald, à l'est de la ville de Québec. Dans les régions où se trouvaient des terminaux d'entreposage maritimes, comme celles de Chicoutimi, du lac Saint-Jean, de l'Abitibi et de Sept-Iles, il n'existait pas de problèmes d'approvisionnement, les stocks ayant été reconstitués pendant l'été. Selon une étude préparée par Énergie, Mines et Ressources les pénuries ont été temporaires et localisées plutôt que permanentes et généralisées[1]. Quelques raffineurs furent contraints d'imposer des contingentements à leurs clients (y compris les revendeurs), tandis que d'autres raffineurs, durant un certain nombre de jours, n'eurent pas assez de produit pour en fournir aux revendeurs. Selon M. Servais, directeur de la Distribution au ministère de l'Énergie et des Ressources du Québec, aucun consommateur québécois n'a manqué de mazout pendant la crise, mais certains revendeurs, privés de contrats fermes, durent s'en remettre, pour leurs approvisionnements, à un système de distribution centralisé dirigé par le ministère de l'Énergie et des Ressources du Québec (système mettant en contact les revendeurs à court et les raffineurs), ou bien s'approvisionner chez des fournisseurs de l'Ontario.

1. Le *Rapport d'enquête sur les pratiques de commercialisation des produits pétroliers* (juin 1979, voir la pièce C-198) a été rédigé par un groupe de travail formé d'experts-conseils du secteur privé et de fonctionnaires d'Énergie, Mines et Ressources.

Les problèmes d'approvisionnement ont eu pour cause toute une série de difficultés de fonctionnement ou autres, éprouvées par les raffineries de Montréal et de Québec. Ces difficultés ont entraîné une perte de production de plus de 180 millions de litres de fuel, à une époque de demande accrue occasionnée par une longue période de temps exceptionnellement froid en janvier et février 1979[2]. Le 13 février 1979, une explosion suivie d'un gros incendie se produisit à la raffinerie de Gulf, à Montréal Est. Le sinistre occasionna la fermeture de l'usine et une perte de production de 285 millions de litres de produits pétroliers, y compris 123 millions de litres de mazout. Shell, pour sa part, a perdu l'usage de son élément d'hydrocraquage pendant une semaine en janvier et 10 jours en février. Ce contretemps a signifié une perte de 19 millions de litres de mazout pour poêle. Le problème fut toutefois circonscrit, si bien que Shell ne connut point de pénurie générale. Impériale, de son côté, a eu des ennuis mécaniques à sa raffinerie de Montréal, dont la capacité fut réduite à 60 p. 100 durant 13 jours à la fin de février[3]. Pour ce qui est de la production de mazout (y compris le mazout pour poêle), la perte totale chez Impériale s'est établie à 40 millions de litres. Une fermeture inattendue effectuée d'urgence dans la première semaine de décembre réduisait les stocks de Texaco; ainsi, toujours en mesure d'une part de servir ses propres clients, l'entreprise était d'autre part incapable de venir en aide à d'autres fournisseurs de façon appréciable. Ultramar se trouva quant à elle à court de brut à sa raffinerie de Saint-Romuald. Ses sources étant toutes à l'étranger, elle perdit 40 p. 100 de son approvisionnement en brut entre novembre 1978 et février 1979 par suite des perturbations associées au renversement de la monarchie persane. Les sociétés Petrofina et BP signalèrent elles aussi des ralentissements de production côté raffinage en janvier 1979, en raison de la perte de certains approvisionnements de brut à l'étranger ainsi que des difficultés d'approvisionnement en brut canadien suscitées par des contraintes touchant la capacité du pipeline interprovincial.

Les sociétés Ultramar et Gulf subirent les pénuries les plus graves. Ultramar imposa aux détaillants de son réseau un régime de répartition et réduisit ses ventes aux revendeurs. Gulf conclut avec Ultramar un accord sur le traitement d'urgence du brut afin que cette dernière traite 700 000 barils de brut appartenant à Gulf, pour le compte de cette société, à Saint-Romuald, puis Gulf a eu recours à la capacité excédentaire de ses raffineries de l'Ontario et de la Novelle-Écosse pour renforcer ses stocks montréalais.

---

2. Qui pis est, à mesure que le marché se durcissait, de nombreux revendeurs auraient, selon les raffineurs, prélevé des quantités de beaucoup supérieures à leur volume mensuel habituel. Les raffineurs ont dû, par conséquent, faire face à la nécessité de satisfaire une demande plus importante que la normale de la part de ces revendeurs.

3. L'entreprise a eu également des problèmes d'exploitation à sa raffinerie de Sarnia (Ontario), toujours en février.

Impériale fit traiter pour sa part 450 000 barils de brut par BP. En février et mars 1979, un total de 19 millions de litres furent échangés entre Texaco et d'autres raffineurs pour livraison éventuelle, tandis que la raffinerie de Texaco en Ontario satisfaisait les besoins de ses clients d'Ottawa.

Impériale, Shell, Gulf et Texaco s'entendirent pour apporter au Québec plus de 123 millions de litres de distillats, y compris du mazout, en provenance des provinces voisines et par le biais des importations. Murphy Oil (Spur) fournit 3,2 millions de litres de mazout provenant d'Irving Oil située au Nouveau-Brunswick, et elle fit transporter 4,5 millions de litres du même produit par le pipeline Trans Northern jusqu'à Ottawa, d'où 909 000 litres furent expédiés à Montréal. D'autres revendeurs du Québec obtinrent aussi des produits de fournisseurs ontariens.

En réponse aux griefs selon lesquels leurs politiques à l'égard des revendeurs n'étaient pas équitables au cours de cette période d'approvisionnement difficile, les raffineurs, y compris Impériale, Shell, Gulf et Texaco, ont produit des preuves montrant une hausse réelle de leurs ventes de fuels domestiques aux revendeurs au début de 1979, au lieu d'une chute.

Le volume des ventes d'Impériale aux revendeurs du Québec lors des premier et deuxième trimestres de 1979 a été respectivement de 9,6 et de 40,4 p. 100 plus élevé qu'en 1978[4]. Les ventes de fuel que Shell a faites aux revendeurs pendant la crise ont doublé comparativement à la période précédente de 1977-1978; d'autre part, le pourcentage du total de ces ventes de mazout aux revendeurs en 1979 s'établissait à 25,3 p. 100, soit 5,3 p. 100 de plus qu'en 1978[5]. Au paroxysme de la crise, Shell a toutefois signalé n'avoir offert le produit à de nouveaux clients que lorsque se produisaient des excédents provisoires. De son côté, Gulf a été en mesure d'approvisionner constamment ses revendeurs montréalais liés par contrats, sur une base de contingentement ou de répartition, et elle a en outre fourni la demande de M. Servais et des autorités du gouvernement fédéral 13,6 millions de litres de produits achetés sur le marché libre à 16 revendeurs sans contrat. Si le total des ventes de mazout effectuées par Gulf au Québec et dans les provinces de l'Atlantique a accusé une baisse de 50 millions de litres de 1978 à 1979, les ventes aux revendeurs effectuées en 1979 se sont accrues d'environ 55 millions de litres[6]. Texaco a, pour sa part, imposé à tous ses clients (y compris les revendeurs) un régime de contingentement en février et mars

4. Voir la pièce M-451, pp. XVIII — 21 et 22.

5. Voir la pièce S-32A, volume 2, p. 7.133 et la pièce M-399.

6. Voir la pièce M-347, pp. 25 à 28, et la pièce C-189A ainsi que la transcription, pp. 23992 à 23996.

1979. L'entreprise a cependant signalé une hausse au Québec de ses ventes aux revendeurs entre novembre 1978 et février 1979 comparativement à la période précédente de 1977-1978; elle a également signalé un taux de croissance plus considérable de ses ventes aux revendeurs que de l'ensemble des ventes de Texaco aux particuliers[7].

Suncor a fait savoir que 65 p. 100 des ventes de distillats qu'elle a effectuées en 1979 ont eu pour destination le secteur de la revente[8]. Même si ce dernier chiffre était de neuf points inférieur à celui de 1978, il représentait toujours la majorité des ventes de Suncor.

Petrofina et BP (Petro-Canada a fait par la suite l'acquisition de l'une et de l'autre) n'ont fourni aucun détail sur la période d'approvisionnement difficile de 1978-1979. Néanmoins, plusieurs revendeurs de mazout au Québec se sont plaints de la manière dont Petrofina a administré son système de contingentement et de répartition[9]. D'après leurs témoignages, les revendeurs n'ont pas été traités équitablement parce que Petrofina n'a pas imposé de restrictions à ses propres détaillants du réseau des distributeurs de mazout. Par ailleurs, d'autres raffineurs, comme BP, auraient autorisé certains revendeurs à emprunter sur leur quota des mois suivants lors de la période critique de février à avril[10].

Ultramar a déclaré avoir diminué ses ventes aux détaillants du réseau des distributeurs, de même son approvisionnement des revendeurs[11]. En février 1979, elle a cessé de fournir du pétrole aux revendeurs qui n'avaient pas acheté de ses produits en janvier 1979[12]. Les clients qui, auparavant, avaient acheté d'Ultramar, se virent assujettis au régime de répartition pendant février et mars. En outre, Ultramar (a) imposa le régime de répartition aux détaillants qu'elle possédait ou qui lui étaient liés par un contrat à terme, (b) cessa d'accepter de nouveaux clients, particulièrement de nouveaux clients commerciaux, et (c) ne renouvela pas, à l'occasion, le contrat des revendeurs. En Ontario par exemple, neuf distributeurs de mazout furent informés bien à l'avance qu'Ultramar ne renouvellerait pas leur contrat, en raison des difficultés d'approvisionnement[13]. Tous les neuf, ultérieurement, s'approvi-

---

7. Voir la pièce R-94, pp. 191 à 196.
8. Voir la pièce M-560, tableau 7.
9. Il s'agit, entre autres, de M. Nino Ravenda (Ravenda Incorporée) en transcription, vol. 25, pp. 5539 et ss; de M. Michel Bellemare en transcription, vol. 25, pp. 5587 et ss, et 5596 et ss, ainsi que dans la pièce C-200; de M[me] Louise Dubé (Verne et Laurin Inc.), en transcription, vol. 25, pp. 5943 et ss.
10. Voir le volume 25, pp. 5551 et ss, en ce qui concerne le témoignage de M. Nino Ravenda.
11. Transcription, pp. 18452 à 18458, 18510 à 18519, 28415 et 28416, 28424 à 28426, et 28428 à 28517.
12. Une liste de ces revendeurs apparaît sur la pièce M-536.
13. Transcription, p. 28428.

sionnèrent ailleurs. Ultramar a aidé un certain nombre d'entre eux à obtenir des approvisionnements de remplacement.

Irving Oil Limited quant à elle, a toujours eu pour principe de ne pas approvisionner les revendeurs. Mais, pendant la crise, elle a fourni à Spur Oil 3,2 millions de litres de mazout à la demande de l'Office national de l'énergie[14] et, par l'intermédiaire de Gulf Canada, 909 000 litres de mazout et 159 000 litres de mazout pour poêle à huit revendeurs de la région de Shawinigan à la demande du gouvernement québécois[15].

La comparaison contenue dans l'étude d'Énergie, Mines et Ressources portant sur le volume des ventes de 1978-1979 par rapport à celui de 1977-1978, indiquait qu'en moyenne les grands raffineurs et les raffineurs régionaux avaient accru leur part du marché au détail, en ce qui concerne le mazout au Québec, de 3 et de 1 p. 100 respectivement. Cette étude en concluait que ce résultat ne dépendait pas particulièrement des difficultés d'approvisionnement rencontrées au cours de l'hiver de 1979, mais faisait plutôt partie d'une tendance continuelle observée dans l'industrie. Quant à la situation anormale provenant du fait que les principaux raffineurs accroissaient leur part du marché tout en signalant une hausse du pourcentage des ventes aux revendeurs, l'étude a indiqué aussi que les raffineurs sont parvenus à vendre davantage aux secteurs commercial et industriel aux dépens des revendeurs. De plus, il n'y avait pas de preuve pertinente sur les données relatives aux ventes effectuées par BP, Petrofina et Ultramar.

Les faits précédents donnent à penser que les raffineurs, en tant que groupe, n'ont pas profité de la période d'approvisionnement difficile pour coincer les revendeurs et les contraindre à abandonner le marché du mazout. Au contraire, plusieurs raffineurs ont fait un effort particulier pour approvisionner les revendeurs. Seulement, sans l'intervention des gouvernements fédéral et québécois qui ont veillé à ce que les revendeurs reçoivent les approvisionnements excédentaires conservés par les raffineurs et d'autres revendeurs, les répercussions de la crise des approvisionnements sur certains revendeurs auraient sans doute été plus prononcées.

De l'avis de M. Servais, les revendeurs ont été en mesure de satisfaire les demandes de leur clientèle pendant cette période critique, bien qu'ils n'aient pas toujours été capables d'obtenir les quantités souhaitées. Il a attribué le gros des difficultés rencontrées à l'absence de contrats d'approvisionnement. En 1979-1980, a-t-il dit à la Commission, son bureau a écrit aux revendeurs, les exhortant à passer des contrats avec les fournisseurs, mais, toujours selon M. Servais, la plupart des revendeurs ont semblé négliger ce conseil,

14. Voir la pièce C-198B, p. 10.

15. Transcription, vol. 97, pp. 18166 à 18170 et 18274 à 18275.

préférant courir le risque d'une coupure éventuelle des approvisionnements en échange des avantages qu'offrait le recours au marché du disponible.

Les revendeurs qui ont témoigné devant la Commission se sont plaints que du fuel léger ait été exporté du Québec, alors qu'on subissait localement une pénurie à cet égard. Or, la plus grande partie de ces exportations est intervenue à la fin de 1978, notamment en novembre. Le groupe de travail d'Énergie, Mines et Ressources Canada a examiné la nature de ces exportations d'après les informations fournies par les raffineurs et les exploitants de terminaux. Son rapport fait état de statistiques sur les exportations de distillats moyens de l'Est du Canada depuis novembre 1978 jusqu'à février 1979. Il est évident que les grands raffineurs (Impériale, Shell et Texaco) n'ont été responsables de cette activité que dans une très faible mesure; Ultramar et deux exploitants de terminaux (Canadian Fuel Marketers et Metropolitan Petroleum) furent en l'occurrence les principaux exportateurs. Le groupe Ultramar a exporté 332 millions de litres de distillats moyens pendant la crise des approvisionnements, conformément à des contrats signés avant que les difficultés ne surgissent. Les seules exportations importantes dues à un raffineur des provinces de l'Atlantique furent celles d'Irving Oil depuis Saint-Jean (Nouveau-Brunswick).

Le rapport susmentionné fait également observer que les licences d'exportation ont été approuvées par l'Office national de l'énergie bien avant les dates d'expédition. «Aucun fait inhabituel relativement à ces exportations ne s'est produit», conclut le document. Cependant, le groupe de travail a recommandé à l'Office national de l'énergie de faire dépendre les licences d'exportation de la suffisance des approvisionnements canadiens au moment de l'expédition plutôt qu'à l'époque seulement de l'octroi des licences.

On peut examiner les conditions de l'approvisionnement pour la période en cause à la lumière des données mensuelles de Statistique Canada touchant l'approvisionnement net et les ventes nettes de fuels légers n^{os} 2 et 3, ainsi que de kérosène et de mazout pour poêle respectivement, au Québec, de septembre 1977 à avril 1978 et de septembre 1978 à avril 1979[16].

L'indicateur principal de la difficulté des approvisionnements a été la modification des niveaux de stocks observée entre les deux périodes susmentionnées. Les raffineurs de fuel léger au Québec ont entrepris la saison de chauffage de 1978-1979 avec, en septembre, des stocks d'environ 15 p. 100 inférieurs à ceux de l'année précédente et avec des engagements quant à l'exportation qui s'établissaient à 10 p. 100 des stocks de novembre 1978.

---

16. Voir les numéros mensuels pertinents pour la période de 1977 à 1979 publiés par Statistique Canada sous le titre: *Produits pétroliers raffinés* (n° 45-004 au catalogue).

Comme les niveaux de production chutèrent en novembre 1978 (par rapport à novembre 1977), les raffineurs ont été obligés de baisser leurs stocks un mois plus tôt que l'année précédente et dans une plus large mesure, afin d'assurer l'approvisionnement net du marché québécois ainsi que des marchés d'exportation. Les niveaux de production ont continué à descendre en janvier et en février 1978 en raison des pannes survenues dans les raffineries et les niveaux de stocks se sont établis à environ 50 p. 100 des chiffres de l'année précédente. A la fin d'avril 1979, ils étaient de 49 p. 100 inférieurs à ce qu'ils avaient été à la fin d'avril 1978.

En ce qui concerne le kérosène et le mazout pour poêle, les stocks du début de septembre 1978 étaient inférieurs de 13 p. 100 à ceux de septembre 1977. A la fin de novembre et de décembre, les stocks avaient baissé de 19 et de 32 p. 100 par rapport aux niveaux de l'année précédente, la production ayant baissé au cours de ces deux mois. Les stocks du début d'avril 1979 étaient inférieurs de 30 p. 100 à ceux d'avril 1978. En comparant l'importance relative des volumes de production, des stocks, des transferts intervenus entre les produits et de l'approvisionnement net, on incline à croire que les baisses de l'approvisionnement net ont été occasionnées par l'usage que les raffineurs ont fait du kérosène et du mazout pour poêle pour permettre un accroissement de l'approvisionnement d'autres produits pétroliers.